

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Владимирский государственный университет  
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»

# КАБЕЛЬНЫЕ И ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Учебное пособие



Владимир 2019

УДК 621.315.1(075.8)

ББК 31.279я73

К12

**Авторы:** Н. П. Бадалян, Г. П. Колесник, Д. П. Андрианов,  
Ю. С. Чебрякова

Рецензенты:

Кандидат технических наук, доцент  
зав. кафедрой электротехники Ковровской государственной  
технологической академии имени В. А. Дегтярева  
*Е. А. Чащин*

Кандидат технических наук, доцент  
доцент кафедры биотехнических и электронных систем и технологий  
Владимирского государственного университета  
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых  
*В. С. Грибакин*

**Кабельные** и воздушные линии электропередачи : учеб. посо-  
К12 бие / Н. П. Бадалян [и др.] ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столе-  
товых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2019. – 260 с.  
ISBN 978-5-9984-0973-8

Изложены основные сведения по устройству, конструктивным параметрам, про-  
водам, кабелям и арматуре линий электропередачи. Рассмотрены вопросы влияния де-  
стабилизирующих факторов на потери электроэнергии при ее передаче и изменение  
механических характеристик воздушных линий, вопросы диагностики и повышения  
эффективности линий электропередачи. Приведены расчетные формулы для оценки  
параметров схем замещения кабельных и воздушных линий электропередачи. Разрабо-  
тано в соответствии с ФГОС ВО.

Предназначено для студентов направления 13.03.02 «Электроэнергетика и элек-  
тротехника», профиль «Электроснабжение» (бакалавриат) всех форм обучения.

Рекомендовано для формирования профессиональных компетенций в соответ-  
ствии с ФГОС ВО.

Табл. 46. Ил. 103. Библиогр: 29 назв.

УДК 621.315.1(075.8)

ББК 31.279я73

ISBN 978-5-9984-0973-8

© ВлГУ, 2019

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. Распределение электрической энергии .....	15
2. Воздушные линии электропередачи .....	24
2.1. Опоры воздушных линий электропередачи .....	25
2.2. Провода и грозозащитные тросы ВЛ .....	30
2.3. Сведения о линейной арматуре и изоляции проводов .....	37
3. Выбор изоляторов поддерживающих гирлянд.....	50
3.1. Выбор изоляторов натяжных гирлянд .....	51
4. Стрела провеса и напряжение в материале провода .....	53
4.1. Условия максимального напряжения в проводе и максимальной стрелы провеса .....	55
4.2. Расчёт удельных механических нагрузок от атмосферных воздействий на фазные провода и грозозащитные тросы с учетом высот их крепления на промежуточной опоре .....	60
4.2.1. Расчет однородных (монометаллических) проводов .....	65
4.2.2. Тяжение по проводам и грозозащитным тросам при их разрывах ....	67
5. Рекомендации ПАО «Россети» по выполнению и эксплуатации ВЛ.....	69
6. Схемы замещения воздушных линий электропередачи .....	75
6.1. Математические модели линии .....	75
6.2. Схемы замещения ВЛ для расчетов симметричных режимов .....	82
6.3. Схемы замещения ВЛ для расчетов несимметричных режимов .....	84
7. Диагностирование и мониторинг ВЛ.....	93
7.1. Контроль качества заземления опор ВЛ.....	94
7.2. Магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор, телеметрический контроль параметров проводов ЛЭП .....	103
7.3. Структура систем мониторинга воздушных электросетей.....	104
7.4. Система питания автономных измерительных блоков, каналы передачи данных .....	106
7.5. Мониторинг погодных условий вдоль линий электропередачи .....	107

7.6. Коронный разряд на проводах, влияние гармоник.....	108
7.7. Коммерческие системы мониторинга воздушных сетей ЛЭП.....	109
8. Кабельные линии электропередачи.....	116
8.1. Схемы замещения КЛ и их параметры .....	117
8.2. Схемы замещения КЛ для расчета симметричных режимов.....	123
8.2.1. Параметры нулевой последовательности КЛ.....	125
9. Методики определения целости жил и фазировки КЛ.....	128
9.1. Оборудование для выполнения фазировки КЛ.....	134
9.2. Методики определения целости жил, характера и места повреждения КЛ.....	140
9.2.1. Приборы и оборудование для определения зоны повреждения кабеля.....	145
10. Конструктивные параметры, классификация и обозначение силовых кабелей.....	149
11. Кабельная арматура, прокладка и маркировка кабелей.....	164
12. Экспериментальное исследование сопротивления и диэлектрических потерь изоляции силовых кабелей.....	177
13. Выбор и проверка силовых кабелей на соответствие их номинальных параметров расчетным в нормальном режиме и при коротких замыканиях .....	192
14. Увеличения пропускной способности электропередач и снижение потерь активной мощности .....	197
15. Компенсация реактивной мощности электрической системы .....	208
16. Условия перспективного развития КЛ.....	216
16.1. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов при строительстве и реконструкции КЛ .....	218
17. Механическая часть воздушных линий электропередачи .....	222
17.1. Определение физико-механических характеристик провода и троса ВЛ.....	222
17.1.1. Характеристики и конструкция провода .....	222
17.1.2. Выбор унифицированной опоры .....	223
17.1.3. Характеристики и конструкция троса.....	225
17.2. Расчет удельных нагрузок на провода и тросы.....	227
17.2.1. Ветровые и гололедные нагрузки.....	227
17.2.2. Удельные нагрузки на провода и тросы .....	229

18. Расчет на механическую прочность проводов и тросов .....	233
18.1. Определение исходного режима.....	233
18.2. Расчет провода на механическую прочность .....	235
18.3. Расчёт грозозащитного троса на механическую прочность .....	237
19. Выбор изоляторов и линейной арматуры .....	239
19.1. Выбор изоляторов .....	239
19.2. Выбор линейной арматуры .....	241
20. Эксплуатация и ремонт кабельных линий.....	244
20.1. Эксплуатация кабельных линий .....	249
21. Техника безопасности при монтаже, эксплуатации и ремонте кабельных линий .....	252
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	256
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	257

## ВВЕДЕНИЕ

Успешное решение вопросов энергоэффективности и энергосбережения связано с внедрением новых технологий в промышленности и современных технических средств генерирования и передачи электроэнергии до потребителя. Эти мероприятия позволяют увеличить коэффициент полезного действия при преобразовании энергии органических энергоносителей, запас которых ограничен, в электромагнитную и другие виды энергии. Кроме того, это позволит уменьшить потери электроэнергии до уровня потерь промышленно развитых европейских стран (6 – 7 %).

Важнейшей составляющей электроэнергетической системы являются линии электропередач (ЛЭП), к которым относятся воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ) линии электропередач.

**Воздушная линия электропередачи (ВЛ)** – устройство, предназначенное для передачи или распределения электрической энергии по проводам с защитной изолирующей оболочкой (ВЛЗ) или неизолированным проводам (ВЛ), находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и линейной арматуры к опорам или другим инженерным сооружениям (мостам, путепроводам). Главными элементами ВЛ являются: провода; защитные тросы; опора, поддерживающая провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды; изоляторы, изолирующие провода от тела опоры; линейная арматура. За начало и за конец воздушной линии принимают линейные порталы распределительных устройств. По конструктивному устройству ВЛ делятся на одноцепные и многоцепные, как правило 2-цепные.

Обычно ВЛ состоит из трех фаз, поэтому опоры одноцепных ВЛ напряжением выше 1 кВ рассчитаны на подвеску трёх фазных проводов (одной цепи) (рис. 1), на опорах двухцепных ВЛ подвешивают шесть проводов (две параллельно идущие цепи). При необходимости над фазными проводами подвешивается один или два грозозащитных троса. На опорах ВЛ распределительной сети напряжением до 1 кВ подвешивается от 5 до 12 проводов для электроснабжения различных потребителей по одной ВЛ (наружное и внутреннее освещение, электросиловое хозяйство, бытовые нагрузки). ВЛ напряжением до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью помимо фазных снабжена нулевым проводом.

Провода воздушных линий электропередачи в основном изготавливаются из алюминия и его сплавов, в некоторых случаях из меди и ее сплавов, выполняются из холодноотянутой проволоки, обладающей достаточной механической прочностью. Однако наибольшее распространение получили многопроволочные провода из двух металлов с хорошими механическими характеристиками и относительно невысокой стоимостью. К проводам такого типа относятся сталеалюминиевые провода с отношением площадей поперечного сечения алюминиевой и стальной части от 4,0 до 8,0. Примеры расположения фазных проводов и грозозащитных тросов показаны на рис. 2, а конструктивные параметры ВЛ стандартного ряда напряжений приведены в табл. 1.

Для всех приведенных вариантов расположения фазных проводов на опорах характерно несимметричное расположение проводов по отношению друг к другу. Соответственно это ведет к неодинаковому реактивному сопротивлению и проводимости разных фаз, обусловленных взаимной индуктивностью между проводами линии и как следствие к несимметрии фазных напряжений и падению напряжения.



а)

б)

Рис. 1. Фрагменты ВЛ 220 кВ: а – одноцепной; б – двухцепной

Таблица 1

## Конструктивные параметры воздушных линий

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Расстояние между фазными проводами, м	Длина пролета, м	Высота опоры, м	Габарит линии, м
Менее 1	0,5	40 – 50	8 – 9	6 – 7
6 – 10	1,0	50 – 80	10	6 – 7
35	3	150 – 200	12	6 – 7
110	4 – 5	170 – 250	13 – 14	6 – 7
150	5,5	200 – 280	15 – 16	7 – 8
220	7	250 – 350	25 – 30	7 – 8
330	9	300 – 400	25 – 30	7,5 – 8
500	10 – 12	350 – 450	25 – 30	8
750	14 – 16	450 – 750	30 – 41	10 – 12
1150	12 – 19	-	33 – 54	14,5 – 17,5

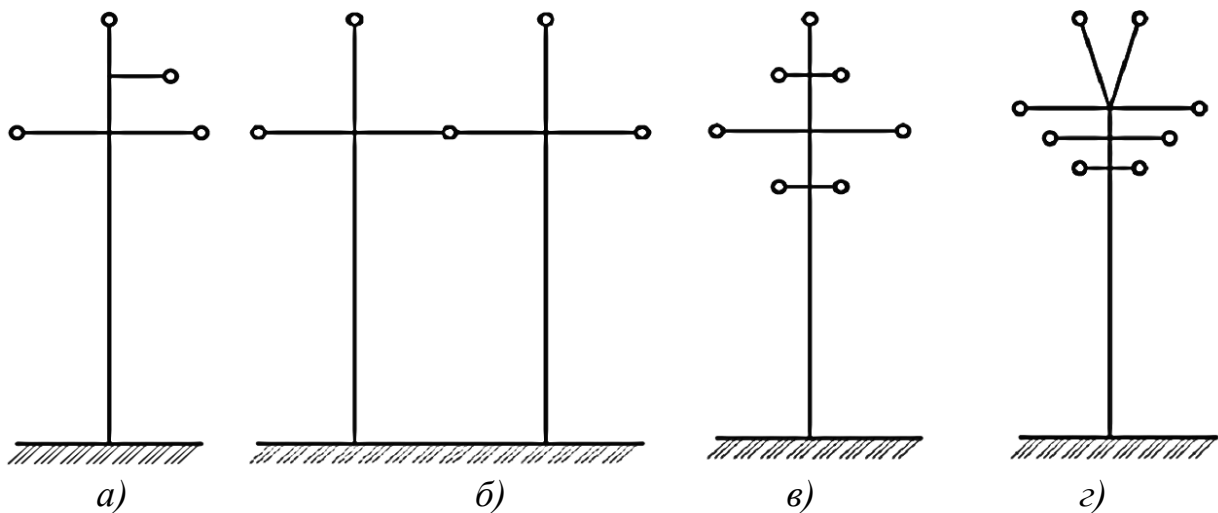


Рис. 2. Примеры расположения фазных проводов и грозозащитных тросов на опорах: *a* – треугольное; *б* – горизонтальное; *в* – шестиугольное «бочкой»; *г* – обратной «елкой»

Для того чтобы сделать емкость и индуктивность всех трех фаз цепи одинаковыми, на линии электропередачи применяют транспозицию проводов, т.е. взаимно меняют их расположение друг относительно друга, при этом каждый провод фазы проходит одну треть пути (рис. 3). Одно такое тройное перемещение называется циклом транспозиции.

Транспозицию фазных проводов воздушной линии электропередачи с неизолированными проводами применяют на напряжение 110 кВ и выше



и при протяженности линии 100 км и больше. Один из вариантов монтажа проводов на транспозиционной опоре показан на рис. 4. Следует отметить, что транспозицию токопроводящих жил иногда применяют и в КЛ, кроме того современные технологии проектирования и сооружения ВЛ позволяют технически реализовать управление параметрами линии (управляемые самокомпенсирующиеся линии и компактные воздушные линии сверхвысокого напряжения).



Рис. 3. Схема полного цикла транспозиции участков воздушной линии электропередачи: 1, 2, 3 – фазные провода



Рис. 4. Транспозиционная опора

Провода и защитные тросы ВЛ в определенных местах должны быть жестко закреплены на натяжных изоляторах анкерных опор (концевые опоры 1 и 7, устанавливаемые в начале и конце ВЛ, как это показано на рис. 5) и натянуты до заданного тяжения. Между анкерными опорами устанавливают промежуточные опоры, необходимые для поддержания проводов и тросов, при помощи поддерживающих гирлянд изоляторов с поддерживающими зажимами, на заданной высоте (опоры 2, 3, 6), устанавливаемые на прямом участке ВЛ; угловые (опоры 4 и 5), устанавливаемые на поворотах трассы ВЛ; переходные (опоры 2 и 3), устанавливаемые в пролете пересечения воздушной линией какого-либо естественного препятствия или инженерного сооружения, например, железной дороги или шоссе.

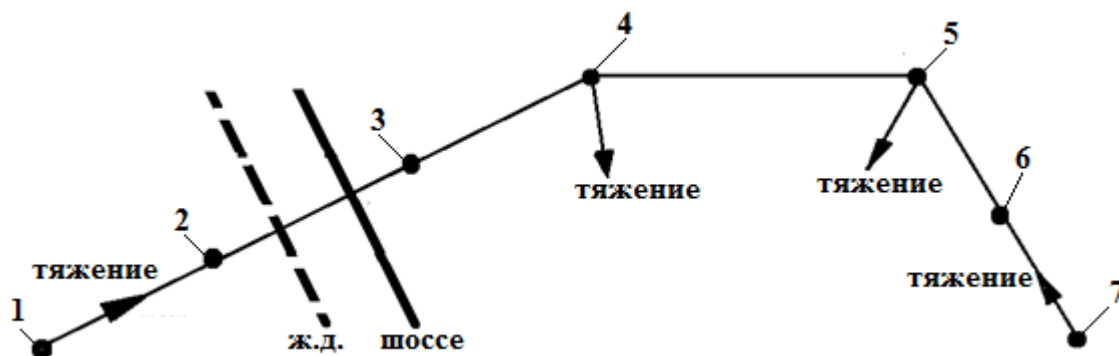


Рис. 5. Эскиз воздушной линии электропередачи

Расстояние между анкерными опорами называют анкерным пролетом воздушной линии электропередачи (рис. 6). Горизонтальное расстояние между точками крепления провода на соседних опорах называется длиной пролета  $L$ . Эскиз пролета ВЛ показан на рис. 7. Длину пролета выбирают в основном по экономическим соображениям, кроме переходных пролетов, учитывая, как высоту опор, так и провисание проводов и тросов, а также количество опор и изоляторов по всей длине ВЛ.

Наименьшее расстояние по вертикали от земли до провода при его наибольшем провисании называют габаритом линии до земли –  $h$ . Габарит линии должен выдерживаться для всех номинальных напряжений с учетом опасности перекрытия воздушного промежутка между фазными проводами и наиболее высокой точкой местности. Также необходимо учитывать экологические аспекты воздействия высоких напряженностей электромагнитного поля на живые организмы и растения.

Наибольшее отклонение фазного провода  $f_{\Pi}$  или грозозащитного троса  $f_{\Gamma}$  от горизонтали под действием равномерно распределенной нагрузки от собственной массы, массы гололеда и давления ветра называют стрелой провеса. Для предотвращения схлёстывания проводов стрела провеса троса выполняется меньше стрелы провеса провода на 0,5 – 1,5 м.

Конструктивные элементы ВЛ, такие как фазные провода, тросы, гирлянды изоляторов обладают значительной массой поэтому силы действующие на одну опору достигает сотен тысяч ньютонов (Н). Силы тяжения на провод от веса провода, веса натяжных гирлянд изоляторов и гололедных образований направлены по нормали вниз, а силы, обусловленные ветровым напором, по нормали в сторону от вектора ветрового потока, как это показано на рис. 7.

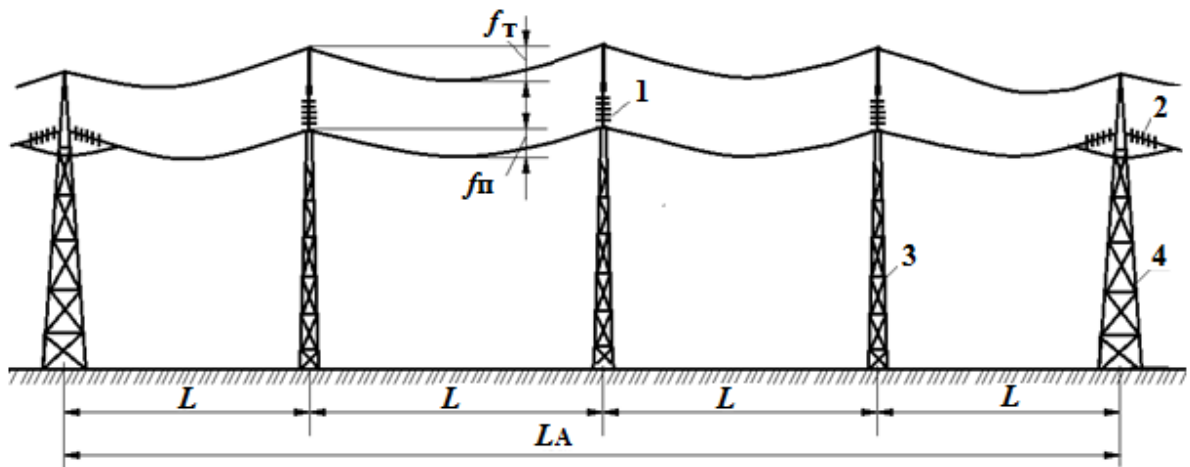


Рис. 6. Эскиз анкерного пролета ВЛ: 1 – поддерживающая гирлянда изоляторов; 2 – натяжная гирлянда; 3 – промежуточная опора; 4 – анкерная опора

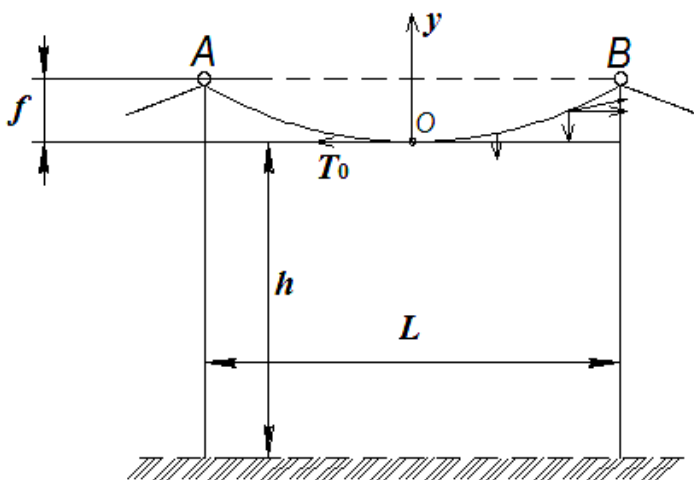


Рис. 7. Эскиз пролета воздушной линии электропередачи

С целью уменьшения индуктивного сопротивления и увеличения пропускной способности ВЛ дальних передач используют различные варианты компактных ЛЭП, характерной особенностью которых является уменьшенное расстояние между фазными проводами. Компактные ЛЭП имеют более узкий

пространственный коридор, меньший уровень напряженности электрического поля на уровне земли и позволяют технически реализовать управление параметрами линии (управляемые самокомпенсирующиеся линии и линии с нетрадиционной конфигурацией расщепленных фаз).

**Кабельная линия электропередачи (КЛ)** состоит из одного или нескольких кабелей и кабельной арматуры для соединения кабелей и для присоединения кабелей к электрическим аппаратам или шинам распределительных устройств.

В отличие от ВЛ кабели прокладываются не только на открытом воздухе, но и внутри помещений (рис. 8), в земле и воде. Поэтому КЛ подвержены воздействию влаги, химической агрессивности воды и почвы, механическим повреждениям при проведении земляных работ и смещении грунта во время ливневых дождей и паводков. Конструкция кабеля и сооружений для прокладки кабеля должна предусматривать защиту от указанных воздействий.

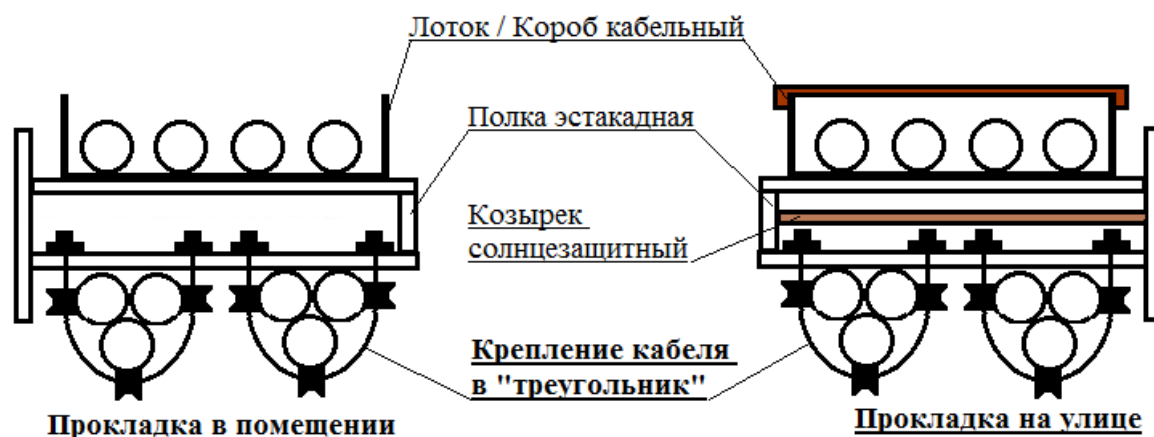


Рис. 8. Прокладка силовых кабелей в помещении и на улице

По значению номинального напряжения кабели делятся на три группы: кабели *низкого напряжения* (до 1 кВ), кабели *среднего напряжения* (6...35 кВ), кабели *высокого напряжения* (110 кВ и выше). По роду тока различают кабели *переменного* и *постоянного тока*.

Силовые кабели выполняются *одножильными*, *двухжильными*, *трехжильными*, *четырёхжильными* и *пятижильными*. Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными – кабели постоянного тока; трехжильными – кабели среднего напряжения.

Кабели низкого напряжения выполняются с количеством жил до пяти. Такие кабели могут иметь одну, две или три фазных жилы, а также нулевую рабочую жилу *N* и нулевую защитную жилу *PE* или совмещенную нулевую рабочую и защитную жилу *PEN*.

По материалу токопроводящих жил различают кабели с *алюминиевыми и медными жилами*. В силу дефицитности меди наибольшее распространение получили кабели с алюминиевыми жилами. В качестве изоляционного материала используется *кабельная бумага, пропитанная маслоканифольным составом, пластмасса и резина*. Различают кабели с нормальной пропиткой, обедненной пропиткой и пропиткой нестекающим составом. Кабели с обедненной или нестекающей пропиткой прокладывают по трассе с большим перепадом высот или по вертикальным участкам трассы.

Кабели высокого напряжения выполняются *маслонаполненными или газонаполненными*. В этих кабелях бумажная изоляция заполняется маслом или газом под давлением.

Защита изоляции от высыхания и попадания воздуха и влаги обеспечивается наложением на изоляцию герметичной оболочки. Защита кабеля от возможных механических повреждений обеспечивается броней. Для защиты от агрессивности внешней среды служит наружный защитный покров.

При изучении кабельных линий целесообразно отметить *сверхпроводящие кабели для линий электропередачи* в основу конструкции которых положено явление сверхпроводимости. В упрощенном виде явление *сверхпроводимости* в металлах можно представить следующим образом. Между электронами как между одноименно заряженными частицами действуют кулоновские силы отталкивания. Однако при сверхнизких температурах для сверхпроводящих материалов (а это 27 чистых металлов и большое количество специальных сплавов и соединений) характер взаимодействия электронов между собой и с атомной решеткой существенно видоизменяется. В результате становится возможным притягивание электронов и образование так называемых электронных (куперовских) пар. Возникновение этих пар, их увеличение, образование «конденсата» электронных пар и объясняет появление сверхпроводимости. С повышением температуры часть электронов термически возбуждается и переходит в одиночное состояние. При некоторой так называемой критической температуре все электроны становятся нормальными и состояние сверхпроводимости исчезает. То же происходит и при повышении напряженности *магнитного по-*

ля. Критические температуры сверхпроводящих сплавов и соединений, используемых в технике, составляют 10 — 18 К, т.е. от  $-263$  до  $-255^{\circ}\text{C}$ .

Первые проекты, экспериментальные модели и опытные образцы таких кабелей в гибких гофрированных криостатирующих оболочках были реализованы лишь в 70—80-е годы XX века. В качестве сверхпроводника использовались ленты на основе интерметаллического соединения ниобия с оловом, охлаждаемые жидким гелием.

В 1986 г. было открыто явление *высокотемпературной сверхпроводимости*, и уже в начале 1987 г. были получены проводники такого рода, представляющие собой керамические материалы, критическая температура которых была повышена до 90 К. Примерный состав первого высокотемпературного сверхпроводника  $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-d}$  ( $d < 0,2$ ). Такой сверхпроводник представляет собой неупорядоченную систему мелких кристаллов, имеющих размер от 1 до 10 мкм, находящихся в слабом электрическом контакте друг с другом. К концу XX века были начаты и к этому времени достаточно продвинуты работы по созданию сверхпроводящих кабелей на основе высокотемпературных сверхпроводников. Такие кабели принципиально отличаются от своих предшественников. Жидкий азот, применяемый для охлаждения, на несколько порядков дешевле гелия, а его запасы практически безграничны. Очень важным является то, что жидкий азот при рабочих давлениях 0,8 — 1 МПа является прекрасным диэлектриком, превосходящим по своим свойствам пропиточные составы, используемые в традиционных кабелях.

Технико-экономические исследования показывают, что высокотемпературные сверхпроводящие кабели будут более эффективными по сравнению с другими видами электропередачи уже при передаваемой мощности более 0,4 — 0,6 ГВ·А в зависимости от реального объекта применения. Высокотемпературные сверхпроводящие кабели предполагается в будущем использовать в энергетике в качестве токопроводов на электростанциях мощностью свыше 0,5 ГВт, а также глубоких вводов в мегаполисы и крупные энергоемкие комплексы. При этом необходимо реально оценивать экономические аспекты и полный комплекс работ по обеспечению надежности таких кабелей в эксплуатации.

Однако следует отметить, что при строительстве новых и реконструкции старых КЛ необходимо руководствоваться положениями ПАО «Россети», согласно которым на **КЛ** запрещено применять:

- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении;

- кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслonaполненные;

- кабели, изготовленные по технологии силанольной сшивки (силанольносшиваемые композиции содержат привитые органofункциональные силановые группы, и сшивание молекулярной цепи полиэтилена (ПЭ), приводящее к образованию пространственной структуры, в этом случае происходит за счет связи кремний-кислород-кремний (Si-O-Si), а не углерод-углерод (C-C), как это имеет место при пероксидном сшивании).

Кабельную продукцию в зависимости от конструкций подразделяют на *кабели, провода и шнуры*.

**Кабель** – полностью готовое к применению заводское электротехническое изделие, состоящее из одной или более изолированных токопроводящих жил (проводников), заключенных, как правило, в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в состав которого может входить броня. Силовые кабели в зависимости от класса напряжения имеют от одной до пяти алюминиевых или медных жил сечением от 1,5 до 2000 мм<sup>2</sup>, из них сечением до 16 мм<sup>2</sup> – однопроволочные, свыше – многопроволочные.

**Провод** – одна неизолированная или одна и более изолированных жил, поверх которых в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься неметаллическая оболочка, обмотка и (или) оплетка волокнистыми материалами или проволокой.

**Шнур** – две или более изолированных, или особо гибких жил сечением до 1,5 мм<sup>2</sup>, скрученных или уложенных параллельно, поверх которых в зависимости от условий прокладки и эксплуатации могут быть наложены неметаллическая оболочка и защитные покрытия.

## 1. Распределение электрической энергии

*Электрическая сеть*, как часть электроэнергетической системы, обеспечивает возможность выдачи мощности электростанций, ее передачу на расстояние по линиям электропередач, преобразование параметров электроэнергии (напряжения, тока) на подстанциях и ее распределение по некоторой территории вплоть до непосредственных *электроприемников*.

Электрические сети современных энергосистем характеризуются *многоступенчатостью, сложностью конфигурации и многорежимностью*, т.е. большим числом ступеней трансформаций на пути от источников электроэнергии к ее потребителям. Топологическая структура отдельных звеньев этой многоступенчатой электрической сети достаточно сложна, она насчитывает десятки, а подчас и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров. Электрическая сеть характеризуется большим разнообразием загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании системы, вызываемое рабочими изменениями во времени нагрузки потребителей, а также многообразием режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях.

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и прочие элементы электроэнергетических систем проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определенном напряжении, при котором эти элементы обладают наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. Эти напряжения системы называются номинальными, и их значения всегда устанавливаются Государственным стандартом ГОСТ 29322-2014.

В настоящее время для электрических трехфазных четырехпроводных или трехпроводных систем переменного тока, частотой 50 Гц, включая однофазные электрические цепи, присоединенные к этим системам, стандартизованы 4 средних напряжения ступени трансформации от 100 до 1000 В (230, 230/400, 400/690 и 1000 В) и 12 напряжений выше 1 кВ (3\*, 6\*, 10, 20, 30\*, 35, 45\*, 66, 110, 132, 150\*, 220 кВ) и 7 значений наибольшего напряжения для электрооборудования более 245 кВ (300\*, 362, 420, 550, 800, 1110 и 1200 кВ). Все перечисленные цифры соответствуют линейным (междуфазным) значениям напряжений трехфазной системы переменного тока. Напряжения, отмеченные звездочками не следует применять для новых систем распределения общего назначения. Классификация электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением приведена в табл. 2.

*По размерам территории, охватываемой сетью*, могут быть выделены так называемые местные ( $U_{\text{ном}} = 35$  кВ), районные (110 — 220 кВ) и региональные сети ( $U_{\text{ном}} = 330$  кВ). Линии электропередачи сверхвысокого напряжения (СВН), являющиеся основой последней категории сетей,



служат как для связи отдельных районов и относительно небольших энергосистем в региональных объединенных энергосистемах (ОЭС), так и для связи между собой крупных объединений.

Таблица 2

Классификация электрических сетей

Признак	Номинальные напряжения, кВ				
	< 1	3—35	110—220	330—750	1150
Номинальное напряжение	НН	СН	ВН	СВН	УВН
Охват территории	Местные		Районные	Региональные	
Назначение	Распределительные			Системообразующие	
Характер потребителей	Городские, промышленные, сельскохозяйственные			—	

*По назначению* различают системообразующие и распределительные сети. Первые осуществляют функции формирования районных энергосистем (РЭС) путем объединения их электростанций на параллельную работу, а также объединение РЭС и ОЭС между собой. Кроме того, они осуществляют передачу электроэнергии к системным подстанциям, выполняющим роль источников питания распределительных сетей.

По данным Положения ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи *магистрального* электросетевого комплекса напряжением до 1150 кВ в настоящее время составляет **131583,063 км**, в том числе более 50 % линии напряжением 220 кВ. Общее количество трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП) напряжением 35 кВ и выше, находящихся в эксплуатации *магистрального* электросетевого комплекса составляет **885 единиц**.

Отметим, что согласно Положению ОАО «Россети», оборудование *магистрального* электросетевого комплекса Единой национальной сети (ЕНЭС) со сверхнормативным (более 25 лет) сроком службы в 2017 году составило: 56% для подстанций (ПС) и 77% для линий электропередачи (ЛЭП), при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП, составляет 20% и 35% соответственно. Значение потерь электроэнергии в сети ЕНЭС (*в магистральном сетевом комплексе*), отнесенное к общему отпуску электроэнергии из сети

ЕНЭС в сети распределительных сетевых компаний, потребителей и независимых акционерных обществ (АО-энерго), составляет около 4,24%, из них:

- условно-постоянные потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 41,1% от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС;

- нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 58,9% от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС.

Наиболее часто встречающимися причинами повреждений оборудования подстанций являются износ оборудования, недостатки эксплуатации и ремонтов, а также дефекты изготовления оборудования.



Основные причины повреждения линий электропередачи – грозовые отключения, загрязнение изоляции, воздействие сторонних лиц и организаций, пожары. Также остается стабильно высоким количество технологических нарушений из-за падения боковых деревьев на провода ВЛ, что связано с технологическими нарушениями при организации и выполнении целевых программ по расширению просек ВЛ.

*Распределительной линией* считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. Такие линии и являются основой распределительной сети. Распределительные линии можно выделить в сетях различных номинальных напряжений, поэтому не следует отождествлять понятия местных и распределительных сетей, как это делалось ранее. В настоящее время по мере развития сетей сверхвысокого напряжения (СВН) верхняя граница этого диапазона в ряде ОЭС сдвинулась в сторону более высоких напряжений, и современные сети напряжением 110 — 220 кВ и даже 330 кВ постепенно приобретают характер распределительных. Так, по мере наложения вновь создаваемой сети 750 кВ на сеть 330 кВ в тех районах, где ранее последняя выполняла функции системообразующей, сети 330 кВ постепенно переходят в разряд распределительных. В будущем аналогичный процесс будет наблюдаться в тех частях ЕЭС России, где линии напряжением 1150 кВ возьмут на себя роль основных связей между ОЭС, в которых сейчас основными являются сети 500 кВ.

В *распределительных электрических сетях*, находящихся на балансе операционных сетевых компаний, используются электрические сети напряжением 0,4 – 220 кВ. Общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4 – 110 (220) кВ по данным ПАО «Россети» составляет **2109693,7 км**, из них более 30 % составляют линии напряжением 0,4 кВ.

Общее количество трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей указанной протяженности, находящихся в эксплуатации составляет **461864 ед.**, из них более 90 % в сетях напряжением 6 – 20 кВ. Средняя степень износа электросетевых объектов распределительных электрических сетей, включая здания и сооружения, на 2017 г. составляет свыше 70%.

*Воздушные линии* напряжением 0,4 – 20 кВ построены по радиальному принципу с использованием, в основном, алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, а также деревянных и железобетонных опор с механической прочностью не более 27 – 35 кН·м. Линии электропередачи напряжением 0,4 – 110 (220) кВ проектировались в соответствии с руководящими документами по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия принимались с повторяемостью один раз в 5 – 10 лет.

*Кабельные сети построены* по петлевой схеме или в виде двухлучевой схемы с одно- или двухтрансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами.

*Показатели надежности электроснабжения* в связи с высоким износом распределительных электрических сетей за последние годы снижаются. Однако мероприятия по внедрению противоаварийной автоматики позволяют обеспечивать надежность электроснабжения на уровне близком к мировому. В сетях напряжением 6 – 20 кВ происходит, в среднем, до 30 отключений в год в расчете на 100 км воздушных и кабельных линий. В сетях напряжением 0,4 кВ – до 100 отключений в год на 100 км. Причинами повреждений на ВЛ напряжением 6 – 20 кВ являются:

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации – 18%;
- климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений – 19%;
- грозовые перенапряжения – 13%;
- несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала – 6%;
- посторонние, несанкционированные воздействия – 16%;

– невыясненные причины повреждений – 28%.

Кабельные линии в классах напряжения 0,4 – 110 (220) кВ в основном повреждаются по следующим причинам:

- дефекты прокладки – 20%;
- естественное старение силовых кабелей – 31%;
- механические повреждения – 30%;
- заводские дефекты – 10%;
- коррозия – 9%.

Среднее значение потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4 – 110 (220) кВ по данным ПАО «Россети» в последние годы составляет примерно 8,4%. На долю потерь электрической энергии при её передаче по сетям приходится примерно 78% от общей величины потерь в электрических сетях России, включая сети электросетевого комплекса (ЭСК), в том числе:

- в сетях ВН – 25,4%
- в сетях СН1 – 5,5%
- в сетях СН2 – 24,6%
- в сетях НН – 22,6%

В распределительных электрических сетях потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки или «условно-постоянные» потери, составляют 23%. При этом в структуре потерь независящих от нагрузки, на потери холостого хода в трансформаторах приходится 67%, на собственные нужды подстанций – 11%, а прочие потери суммарно составляют 22%. «Нагрузочные» потери составляют 74% от общего значения потерь. В составе «нагрузочных» потерь 86% составляют потери в линиях электропередачи, а 14% - в трансформаторах.

Отметим, что местные и распределительные сети могут различаться *по характеру подключаемых к ним потребителей*. Определенную специфику имеют сети, осуществляющие электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельскохозяйственных районов и называемые соответственно промышленными, городскими и сельскими. Так, *сельские электрические сети* характеризуются значительной протяженностью. Они охватывают территории со сравнительно невысокой плотностью нагрузки, годовое число часов использования максимума которой также относительно невелико. Напротив, чисто *промышленные сети*, будучи относительно короткими, снабжают территории с большой плотностью нагрузки с плотно заполненным графиком нагрузки промышленных предприятий. Услов-

но промежуточное положение занимают в этом плане *городские сети*. Сочетание коммунально-бытовых и промышленных потребителей на городских территориях обуславливает значительную неравномерность графиков нагрузок узлов городской сети. Эта неравномерность в ряде случаев (когда основными источниками питания города являются ТЭЦ, работающие по тепловому графику) вызывает необходимость привлечения дополнительных маневренных мощностей, позволяющих системе своевременно и быстро реагировать на резкие спады и подъемы нагрузки.

В соответствии с родом тока различают сети переменного и постоянного тока. Отметим, что в России сети трехфазного переменного тока напряжением 110 кВ и выше выполняются с глухим заземлением нейтрали, а сети более низких напряжений — с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

*Сети постоянного тока* используются для обеспечения некоторых электротехнологических процессов в промышленности, например, в электролизных цехах алюминиевых заводов. На постоянном токе осуществляется электропривод ряда механизмов и частично электрификация транспорта. Протяженные электропередачи постоянного тока используются чаще всего в качестве межсистемных связей.

По *конфигурации* различают *разомкнутые* и *замкнутые сети*. К разомкнутым относятся сети, образованные *радиальными* или *радиально-магистральными* линиями, осуществляющие электроснабжение потребителей от одного источника питания, причем каждый потребитель получает питание с одного направления. К числу замкнутых относятся сети, которые обеспечивают питание потребителей не менее чем с двух сторон. Наиболее простой формой замкнутой сети является одноконтурная (кольцевая) сеть. Питающие сети, как правило, являются сложно-замкнутыми, т.е. имеют большое число контуров.

По *отношению к помещению* иногда различают *внутренние* и *наружные сети*, например, *сети наружного освещения*. И, наконец, по *конструктивному выполнению* сети делятся на *внутренние проводки* (до 1 кВ), *кабельные* (до 500 кВ) и *воздушные* (до 750 — 1150 кВ) сети. Внутренние сети промышленных предприятий иногда частично выполняются закрытыми комплектными токопроводами (шинопроводами), прокладываемыми вдоль колонн и стен цехов по строительным конструкциям на высоте, допустимой по условиям производства. Кабельные сети напряжением 6 — 20 кВ в настоящее время являются основой городских и промышлен-

ных распределительных сетей. Воздушные сети характерны для электро-снабжения сельских потребителей, а также для районных и системообразующих сетей.

### **Контрольные вопросы**

1. Структура системы передачи и распределения электроэнергии и назначение её основных элементов?
2. Чем вызвана необходимость передачи электроэнергии?
3. Какие элементы характеризуют понятие «электропередача»?
4. В чем отличие понятий «электрическая сеть» и «электропередача»?
5. Чем вызвана необходимость трансформации напряжения и тока?
6. Какие системы передачи электроэнергии предпочтительнее по количеству фаз и цепей и почему?
7. Каким требованиям должна удовлетворять система передачи и распределения электроэнергии?
8. Какие негативные последствия несимметричного расположения проводов на опоре линии электропередачи?
9. Какие конфигурации расположения фазных проводов наиболее распространены при строительстве линий электропередачи?
10. Какие преимущества линий электропередачи постоянного тока перед линиями электропередачи переменного тока?
11. Что такое конструктивный параметр линии электропередачи?
12. В чем смысл транспозиции фазных проводов?
13. При каких уровнях напряжения ЛЭП целесообразно применять транспозицию фазных проводов и чем характерен полный цикл транспозиции?
14. В чем отличие анкерной опоры от промежуточной и переходной?
15. В чем смысл стрелы провеса фазного провода воздушной линии электропередачи?
16. В чем отличие анкерного пролета от пролета воздушной линии электропередачи?
17. Что такое габарит воздушной линии электропередачи?
18. Как по значению номинального напряжения разделить силовые кабели на группы?
19. Как по числу токопроводящих жил классифицировать силовые кабели?

20. Какие материалы используют для изготовления токопроводящих жил и изоляции силового кабеля?
21. В чем отличие исполнения кабелей низкого и высокого напряжения?
22. В чем физический смысл явления сверхпроводимости? Сверхпроводящие кабели для линий электропередачи.
23. В чем смысл ограничений на применение при строительстве и проектировании новых ЛЭП на применяемые материалы и конструкции проводов и изоляции воздушных и кабельных линий электропередачи?
24. В чем отличие кабеля от провода или шнура?
25. В чем отличие понятий «электрическая сеть» и электроэнергетическая система?
26. Какие номинальные напряжения стандартизированы в качестве средних на ступенях трансформации от 100 до 1000 В?
27. Какие номинальные напряжения стандартизированы в качестве средних на ступенях трансформации свыше 1000 В?
28. Какова классификация электрических сетей в связи с размером охватываемой территории?
29. В чем различие электрических сетей по назначению?
30. Какова примерная протяженность и количество подстанций магистрально электросетевого комплекса?
31. В чем основные причины повреждения оборудования подстанций и линий электропередачи электросетевого комплекса?
32. Какова примерная протяженность и количество подстанций распределительных электрических сетей?
33. Как охарактеризовать показатели надежности электроснабжения современного электросетевого комплекса?
34. Как охарактеризовать среднее значение потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4 – 110 кВ?
35. Как классифицировать местные и распределительные сети по характеру подключаемых к ним потребителей?
36. Как классифицировать местные и распределительные сети по конфигурации и по отношению к помещению?

## 2. Воздушные линии электропередачи

Воздушные линии электропередачи (ЛЭП, ВЛ, ВЛЗ) при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации должны удовлетворять требования надежности, экономичности и экологичности в течение всего срока службы. Конструктивные решения и материалы элементов ВЛ должны обеспечить сохранность расчетных параметров, характеризующих надёжность и способствовать снижению потерь электроэнергии при ее передаче. При проектировании необходимо стремиться к сокращению площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование, применение стальных многогранных, узкобазых решетчатых, железобетонных секционированных или композитных опор ВЛ, создание компактных ВЛ и ориентироваться на использование передовых, безопасных методов строительства, эксплуатации и ремонта.

Проектирование конструктивной части ВЛ осуществляется в соответствии с действующими нормами с применением, как правило, унифицированных опор и фундаментов, стандартных марок проводов, тросов, линейной арматуры и изоляторов.

В процессе проектирования ЛЭП производят следующие расчеты:

- Технико-экономический расчет должен обеспечить такой подбор значений напряжения  $U_{ном}$ , сечения проводов и токоведущих жил силовых кабелей при котором проектируемая сеть была бы наиболее экономичной.

- Расчет на нагревание проводов и кабелей. Определяется значение тока, допустимого для данного сечения провода или токоведущих жил силовых кабелей при заданных условиях охлаждения или наоборот.

- Расчет на потерю напряжения в линиях сети. В процессе расчета определяют значение напряжения  $U$  у потребителей и в случае его недопустимых отклонений разрабатывают способы регулирования напряжения.

- Расчет на механическую прочность позволяет выбрать рациональную конструкцию и оптимальный размер проводов, тросов, опор, изоляторов и других конструктивных элементов ВЛ.

- Дополнительные расчеты состоят в выявлении теплового действия токов короткого замыкания (К.З.) на провода и кабели выбранных сечений, в установлении надежности работы в послеаварийных режимах и т.п.

Для оценки технического состояния ЛЭП без вывода из эксплуатации необходимо использовать технологии мониторинга и диагностики с использованием методов неразрушающего контроля, мониторинг текущего состояния элементов ВЛ.



## 2.1. Опоры воздушных линий электропередачи

Основными этапами проектирования воздушной линии являются следующие:

- расстановка опор по выбранной трассе линии;
- выбор основных типов и марок унифицированных опор и их фундаментов;
- расчет проводов и грозозащитных тросов при их работе в нормальных режимах и обрывах в пролетах;
- расчет проводов и тросов для условий их монтажа и составление необходимой для этих режимов документации;
- расчеты габаритов линий при пересечении ими технических сооружений;
- проверочные расчеты отдельных опор и фундаментов, если это оказывается необходимым по условиям расстановки опор по трассе.

Помимо перечисленных этапов, непосредственно связанных с конструктивной частью ВЛ, при проектировании выполняют разработку основных положений подготовки трассы к строительству, организации эксплуатации линии, обеспечения её средствами связи и др.

Основное назначение опор ВЛ – поддержка проводов на требуемой высоте над землей и наземными сооружениями. Опоры состоят из вертикальных стоек, траверс и фундаментов. Основными материалами, из которых изготавливаются опоры, являются древесина хвойных пород, железобетон, металл и современные композиционные материалы.

Опоры из древесины простые в изготовлении, транспортировке и эксплуатации, применяются для ВЛ напряжением до 220 кВ включительно в районах лесоразработок или близких к ним. Основным недостатком таких опор - подверженность древесины загниванию. Для увеличения срока службы опор древесину просушивают и пропитывают антисептиками, препятствующими развитию процесса гниения.

Анкерные опоры из древесины выполняются А-образными при напряжениях до 10 кВ и АП-образными при более высоких напряжениях. Общий вид П-образной деревянной опоры показан на рис. 9. Железобетонные анкерные опоры имеют специальные тросовые растяжки. Металлические анкерные опоры имеют более широкую базу (нижнюю часть), чем промежуточные опоры.

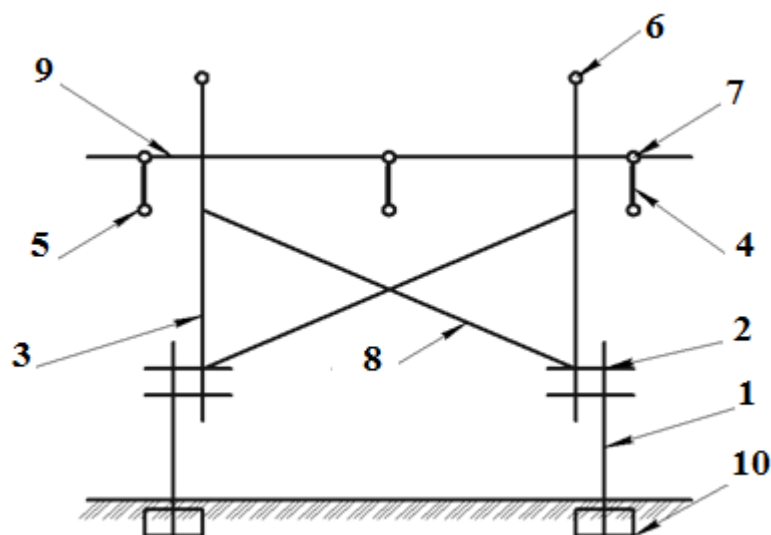


Рис. 9. Общий вид П-образной деревянной опоры: 1 – пасынки (ж/б); 2 – бандаж из отожженной проволоки; 3 – стойка; 1+2+3 – нога; 4 – гирлянда изоляторов; 5 – провода; 6 – грозозащитный трос; 7 – арматура; 8 – раскосы; 9 – траверса; 10 – ригели для устойчивости опоры

Концевые, угловые и переходные опоры ВЛ должны быть достаточно жесткими и не должны отклоняться от вертикального положения при воздействии на них силы тяжения проводов и тросов более чем на 1%. Такие опоры выполняются в виде жестких пространственных ферм или с применением специальных тросовых растяжек и называются анкерными опорами. Провода с анкерными опорами имеют жесткое соединение, так как крепятся с помощью натяжных гирлянд изоляторов.

Опоры ВЛ из композитных материалов применяются для сооружения электрических сетей различных классов напряжения. Легкие (вес в три раза меньший аналогичной металлической конструкции), компактные и быстромонтируемые комплекты опор ВЛ позволяют ускорить процесс восстановления электроснабжения при аварийном разрушении опор, особенно в труднодоступной местности. По прочности опоры из композита сопоставимы со стальными, а по изоляционным свойствам практически аналогичны деревянным. Упругие и долговечные, экологически чистые, стойки композитных опор выдерживают большие ветровые и гололедные нагрузки. Однако отклонение верха опоры не должно приводить к нарушению установленных ПУЭ наименьших изоляционных расстояний от токоведущих частей (проводов) до заземленных элементов опоры и до поверхности земли и пересекаемых инженерных сооружений. При минимальном об-

служивании срок службы стоек композитных опор составляет по прогнозам около 70 лет, что компенсирует их высокую стоимость. В настоящее время опоры из композита находятся на стадии внедрения и испытания при сооружении новых линий и реконструкции существующих. Некоторые из вариантов выполнения опор из композита показан на рис. 10.

Железобетонные опоры состоят из железобетонной стойки и траверс. Стойка представляет собой пустотелую конусную трубу с малым наклоном образующих конуса. Нижняя часть стойки заглубляется в грунте. Траверсы изготавливаются из стального оцинкованного проката. Эти опоры долговечнее опор из древесины, просты в обслуживании, требуют меньше металла, чем стальные опоры.

Основные недостатки опор из железобетона, это большой вес, затрудняющий транспортировку опор в труднодоступные места трассы ВЛ, и относительно малая прочность бетона на изгиб. Для увеличения прочности опор на изгиб при изготовлении железобетонной стойки используется предварительно напряженная (растянутая) стальная арматура.

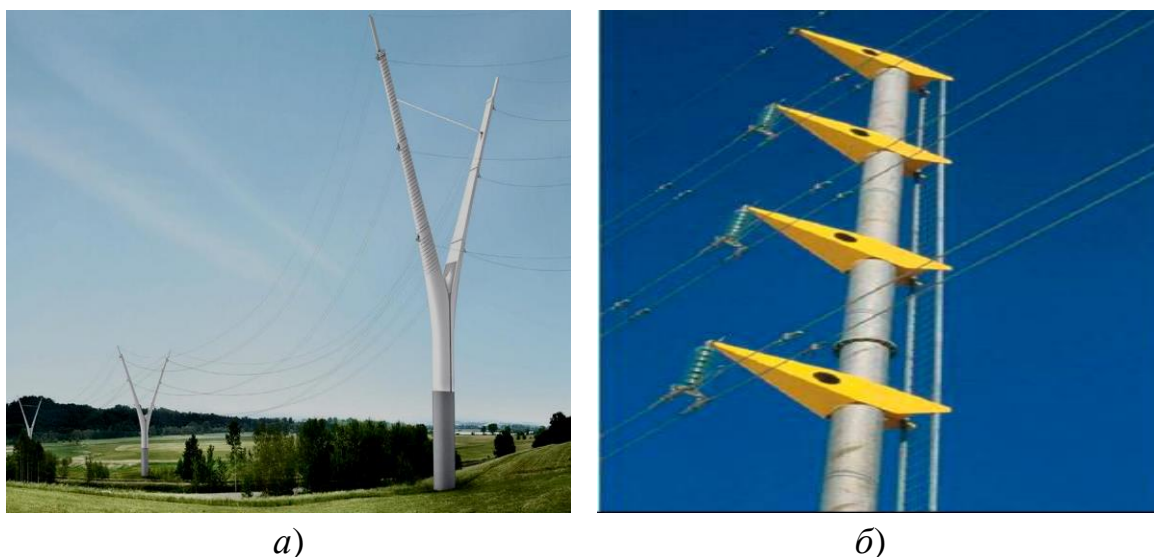


Рис. 10. Опоры ВЛ из композита: *а* – двухцепной ВЛ; *б* – одноцепной ВЛ

Для обеспечения высокой плотности бетона при изготовлении стоек опор применяют виброуплотнение и центрифугирование бетона. Стойки опор воздушных линий напряжением до 35 кВ выполняют из вибробетона, при более высоких напряжениях - из центрифугированного бетона. Железобетонные опоры – конические и цилиндрические стойки и траверсы опор изготавливаются из центрифугированного бетона марки 400 – 600. Для предварительно напряженной продольной арматуры применяется горячая

катаная сталь в виде стержней. Продольная арматура выполняется из плоских пучков канатов с предварительным напряжением. Для поперечной спиральной арматуры стоек применяется низкоуглеродистая холоднотянутая проволока.

Стальные опоры обладают высокой механической прочностью и большим сроком службы, но являются сравнительно дорогими. Эти опоры с помощью сварки и болтовых соединений собираются из отдельных элементов, поэтому имеется возможность создания опор практически любой конструкции. В отличие от опор из древесины и железобетона металлические опоры устанавливаются на железобетонных фундаментах. Для увеличения срока службы опор их покрывают антикоррозийными составами и окрашивают. Очень эффективной против коррозии является горячая оцинковка стальных опор.

Основные конструкционные элементы стальных опор ВЛ изготавливаются из стали марки ВМ. Наиболее нагруженные части опор могут изготавливаться из низколегированных сталей. Отливы для некоторых узлов опор производятся из ковкого чугуна. Для растяжек опор применяются стальные оцинкованные канаты марки ТК (от 18 до 37 жил). Части секции опор подвергаются заводской горячей оцинковке для защиты от коррозии и сбор секции на месте производится посредством болтовых соединений.

Опоры из алюминиевых сплавов эффективны при сооружении ВЛ в условиях труднодоступных трасс. Вследствие стойкости алюминия к коррозии, эти опоры не нуждаются в антикоррозийном покрытии. Однако высокая стоимость алюминия существенно ограничивает возможности использования таких опор. Опоры из сплава алюминия – применяются в основном термически неупрочненные сплавы, содержащие 0,5% марганца и 7% магния с пределом прочности 320 МПа.

На сооружаемых ВЛ должны применяться унифицированные и типовые опоры для данных климатических условий территории страны, в зависимости от населенной или ненаселенной местности. Стальные опоры в зависимости от свойства грунтов могут устанавливаться на специальные подставки. Конструкции унифицированных и типовых опор рассчитаны на нагрузки от ветрового давления не менее 500 Па. Анкерные опоры рассчитываются на угол поворота до 60°. Стальные анкерные угловые опоры применяются также в качестве концевых.

Промежуточные опоры до 20 кВ рассчитаны на крепление проводов вязкой отожженной проволокой на штыревые изоляторы. Крепление про-

водов к поддерживающим гирляндам изоляторов промежуточных опор ВЛ напряжением 35 кВ и выше выполняется в глухих зажимах. Металлические промежуточные опоры закрепляются на типовых сборных железобетонных фундаментах или сваях. Стойки железобетонных опор погружаются на 2 – 3,5 м в грунт, для устойчивости к концевой нижней части опоры обычно прикрепляют ригли. Оттяжки опор крепятся с железобетонными анкерными плитами, заглубленными в грунт на 3 – 5 м. Деревянные опоры, как правило имеют стойки и приставки (пасынки – железобетонные).

При прохождении по определенной территории ВЛ может менять направление, пересекать различные инженерные сооружения и естественные преграды, подключаться к шинам распределительных устройств подстанций. На рис. 5 показан вид сверху фрагмента трассы ВЛ. Из этого рисунка видно, что разные опоры работают в разных условиях и, следовательно, должны иметь отличающуюся конструкцию в зависимости от их местоположения в линии:

- *промежуточные опоры*, гибкой или жесткой конструкции, предназначены для поддержания проводов на прямом участке ВЛ. Провода с этими опорами не имеют жесткого соединения, так как крепятся с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. На эти опоры действуют силы тяжести проводов, тросов, гирлянд изоляторов, гололеда, а также ветровые нагрузки;

- *анкерные опоры* в начале и конце линии, жесткой конструкции, полностью воспринимающих силу тяжения  $T$  проводов и тросов в смежных с опорой пролетах, направленную вдоль линии. Анкерные опоры должны быть рассчитаны на разность тяжения проводов и тросов, возникающую вследствие неравенства значений приведенных пролетов по обе стороны опоры. Концевые опоры должны рассчитываться также на одностороннее тяжение всех проводов и тросов. Расстояние между анкерными опорами для ВЛ напряжением 35 кВ и выше должно быть не более 10 км, а в местности с особо сложными природными условиями не более 5 км. Для ВЛ напряжением 20 кВ и ниже с проводами, закрепленными на штыревых изоляторах, расстояние между анкерными опорами не должно превышать 1,5 км в районах по гололеду I – III и 1 км в районах по гололеду IV и более;

- *угловые опоры*, установленные в местах поворота трассы линии, испытывают дополнительное воздействие силы тяжения  $T$  проводов и тросов, направленной по биссектрисе угла поворота ВЛ;

- *переходные опоры*, ограничивающие пролет пересечения, в нормальном режиме ВЛ выполняют роль промежуточных опор, должны быть анкерными концевыми. Эти опоры принимают на себя тяжесть проводов и тросов при их обрыве в соседних пролетах и исключают недопустимое провисание проводов в пролете пересечения.

Все опоры ВЛ унифицированы. Унификация означает объединение опор ВЛ в единую систему конструкций, сокращение типоразмеров опор и устанавливает для каждой опоры область ее применения. В маркировке унифицированной опоры указываются:

- вид опоры (П – промежуточная, У – анкерно-угловая, С – специальная);

- материал опоры (Д – дерево, Б – железобетон, у стальных опор буква отсутствует);

- номинальное напряжение;

- номер опоры, характеризующий область ее применения и количество цепей на опоре (четная цифра соответствует двухцепной опоре, нечетная – одноцепной).

Например, опора ПБ110-4 – это промежуточная (П), железобетонная (Б) опора, на номинальное напряжение 110 кВ, двухцепная (4).

В технических характеристиках опоры указываются районы по гололеду и ветру, в которых может использоваться опора, диапазон сечений проводов и массогабаритные показатели опоры.

## **2.2. Провода и грозозащитные тросы ВЛ**

Провода и грозозащитные тросы воздушных линий электропередачи должны удовлетворять нормативным документам. Как правило, при сооружении ВЛ должны применяться провода алюминиевые, сталеалюминиевые или из сплава алюминия марки АВ-Е; применение медных проводов без специальных обоснований не допускается, а также не рекомендуется применение стальных проводов (исключение в переходах пересечения при обосновании механическими расчетами с учетом свойств материалов из табл. 3). При прохождении ВЛ в районах с повышенным содержанием сернистого газа, хлористых солей, по берегам морей, соленых озер, засоленных песков и т.п. необходимо применение проводов марок АКП, АСКС, АСКП, АСК, АНКП, АЖКП, АЖКС.

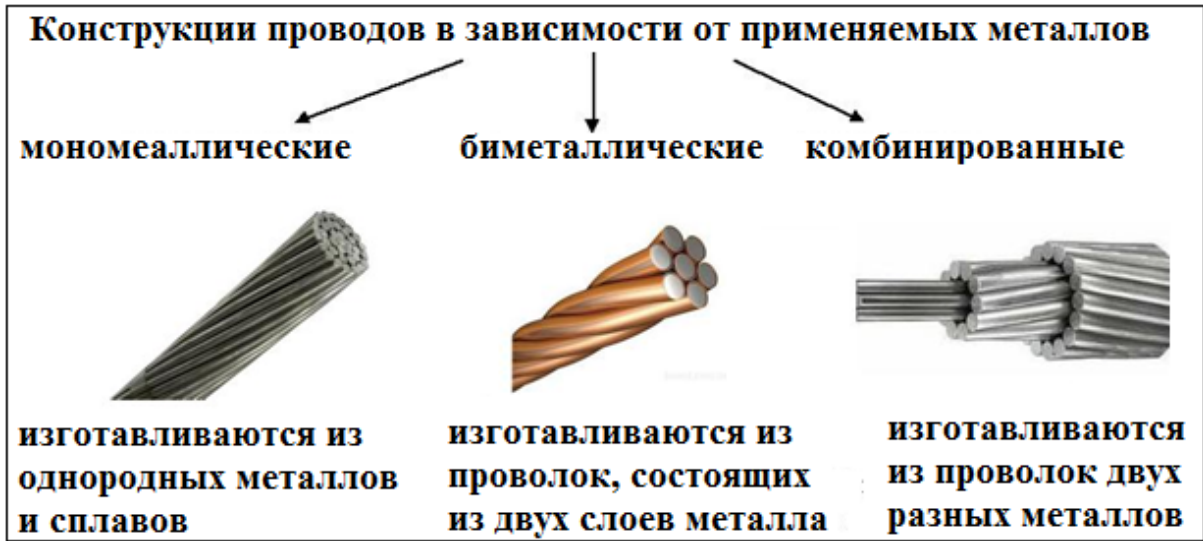


Рис. 11. Конструкции неизолированных проводов для ВЛ

На ВЛ 220 кВ и выше, как правило, следует применять стандартные сталеалюминевые провода. В обоснованных случаях допускается применение современных конструкций проводов, позволяющих существенно увеличить пропускную способность без увеличения нагрузки на опоры, или превосходящие стандартные провода по техническим характеристикам:

- **при новом строительстве** - провода с сердечником из стальных и алюминиевых сплавов, композитных немагнитных материалов обладающие: повышенной пропускной способностью, с цилиндрической поверхностью из проволок трапецеидальной или z-образной формы с меньшими коэффициентами аэродинамического сопротивления, повышенной коррозионной стойкостью и повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям, лучшей деформационной способностью, большей крутильной жесткостью;

- **при реконструкции ВЛ** с целью повышения пропускной способности при сохранении (или снижении) нагрузки на опоры, а также при строительстве больших переходов применять провода с длительно допустимыми температурами до 240°C с токопроводящими повивами из термостойких и сверхтермостойких алюминиевых сплавов, с коррозионностойким сердечником, в том числе, изготовленном из стали, алюминиевых сплавов, или с композитным сердечником, с целью снижения нагрузки на опоры и фундаменты;

- при достаточном технико-экономическом обосновании – провода со встроенным оптическим кабелем (ОКФП).

Таблица 3

Свойства материалов, используемых для изготовления проводов ВЛ

Материал	$\rho$ , Ом • мм <sup>2</sup> /км	$\gamma$ , кг/м <sup>3</sup>	$\sigma_{\text{разр}}$ , Н/мм <sup>2</sup>
Медь	17,8—18,5	8700	390
Алюминий	30,0—32,5	2750	160
Сплав АВ-Е	30,0—32,5	2790	300
Сталь	—	7850	1200
Стеклопластик	—	2000	1200

Рекомендуется применение перечисленных ниже сталеалюминевых проводов, расчетные данные которых приведены в табл. 4, а варианты исполнения по механической прочности в табл. 5:

- АС 25/4,2; 35/6,2; 50/84 70/11; 95/16 во всех районах независимо от толщины стенки гололеда;

- АС 120/19, 150/24, 185/29, 240/32, 300/39, 330/43, 400/51, 450/56, и 500/64 при толщине стенки гололеда до 20 мм;

- АС 120/27, 150/34, 185/43, 240/56, 300/66, 400/93, 450/56 и 500/64 при толщине стенки гололеда более 20 мм;

- АС 185/128, 300/204, 500/336 в пролетах более 800 м.

На ВЛ напряжением 35 – 110 кВ, как правило, должны применяться стандартные сталеалюминевые провода. В районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также на больших переходах ВЛ 35 – 110 кВ рекомендуется применять новые конструкции проводов, превосходящие стандартные пропускной способностью и техническими характеристиками.

При наличии технико-экономического обоснования в соответствии с требованиями ПУЭ на больших переходах через водные и другие естественные преграды, при обосновании, в качестве проводов допускается применять стальные канаты из оцинкованных проволок. Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35 – 110 кВ должен быть не менее 50 лет.



Таблица 4

Расчетные данные проводов ВЛ напряжением 35 – 110 кВ при температуре 20 °С

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий/сталь)	$r_0$ Ом/км	110 кВ		220 кВ		35 кВ
		$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км*10 <sup>-6</sup>	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км*10 <sup>-6</sup>	$x_0$ Ом/км
70/11	0,422	0,444	2,547	-	-	0,432
95/16	0,301	0,434	2,611	-	-	0,421
120/19	0,244	0,427	2,658	-	-	0,414
150/24	0,204	0,420	2,707	-	-	0,406
185/29	0,159	0,413	2,747	-	-	-
240/32	0,118	0,405	2,808	0,435	2,60	-
300/39	0,098	-	-	0,429	2,64	-

На магистралях ВЛ напряжением 6 – 20 кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм<sup>2</sup>. На отпайках от магистралей рекомендуется применение проводов типа АС или защищенных проводов сечением не менее 35 мм<sup>2</sup>.

Таблица 5

Варианты исполнения сталеалюминиевых проводов

Исполнение	Отношение веса $F_{ал}/F_{ст}$	Номенклатура
Специальное облегченное	12,2—18,1	330/27; 400/22; 500/27; 1000/56
Облегченное	7,71—8,04	150/19—800/105 (15 марок)
Нормальное	6,00—6,25	35/6,2-400/64 (10 марок)
Усиленное	4,29-4,39	120/27—400/93 (6 марок)
Специальное усиленное	0,65—1,46	70/72; 95/41; 185/128; 300/204; 500/336

**Самонесущие изолированные провода (СИП)** применяются для воздушных распределительных сетей низкого и среднего напряжения взамен неизолированных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов. Базовая конструкция провода на низкое напряжение – это пучок скрученных изолированных светостабилизированным сшитым ПЭ фазных проводников с несущим нулевым проводом и проводом меньшего сечения для уличного освещения. Несущий нулевой провод выполняется из алюминии-

вого сплава на базе Al-Mg-Si с разрывной прочностью на единицу сечения не менее 295 МПа (для сравнения — разрывная прочность алюминия около 165 МПа). Провод подвешивается на опорах ЛЭП. СИП на напряжения 10—20 кВ имеет токопроводящую жилу из алюминиевого сплава и изоляцию из светостабилизированного сшитого ПЭ.

Эксплуатационные преимущества изолированных самонесущих проводов по сравнению с неизолированными:

- повышенная надежность в эксплуатации за счет значительно меньшей вероятности короткого замыкания (проводники фаз изолированы);
- стойкость к атмосферным воздействиям (гололед, ветровые нагрузки);
- снижение индуктивного сопротивления в 3,5 раза, что позволяет сократить потери электроэнергии и увеличивает токи нагрузки;
- защита зеленых насаждений (не требуется вырубки деревьев и кустарников по трассе прокладки).

Решение проблемы снижения потерь электроэнергии при ее передаче достигается использованием защищённых проводов на ВЛ, как альтернативным вариантом канализации электроэнергии ВЛ с неизолированными проводами. На ВЛЗ напряжением 0,4; 6 – 10 и 20 кВ более 50 лет используются провода с защитной изоляцией. Однако современная практика проектирования и строительства ВЛЗ потребовала применения защищённых проводов также на ВЛЗ 35 и 110 кВ, соответствующих требованиям ГОСТ 31946-2012, ГОСТ 22483-77 и ГОСТ 18690-82, норм *CENELEC EN 50397-1* и *EN 50397-3*.

Конструкция защищённого провода СИП-3 напряжением 6-35 кВ показана на рис. 12. Климатическое исполнение проводов СИП-3 напряжением 35 кВ и СИП-7 напряжением 110 кВ – В, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

К настоящему времени провод СИП-7 на напряжение 110 кВ серийно не выпускается. Воздушные линии с СИП-7 напряжением 110 кВ, построенные в России и других странах, являются объектом изучения и мониторинга для накопления опыта их эксплуатации. Токопроводящая жила из проволок из алюминиевого сплава сечением от 50 до 240 мм<sup>2</sup>, герметизированная посредством введения водоблокирующих элементов при скрутке и покрытых слоем электропроводящего полиэтилена. Далее следует слой изоляции из сшитого полиэтилена и оболочка из устойчивого к климатическим воздействиям полиэтилена. Провод с защитной изоляцией имеет оптимальное соотношение «масса-проводимость», обладает высокой механической прочностью и проводимостью. Провод практически полностью

герметичен и защищён от воздействия окружающей среды. Сдерживающим фактором применения провода СИП-7 остается опасное значение градиента напряжённости электрического поля на его поверхности. При контакте или случайном касании с заземлённым предметом или другой фазой создаётся электрический разряд, что приводит к пробое защитной оболочки и потере её изолирующих свойств. Поэтому для ВЛЗ 110 кВ необходимо пройти опытно-промышленный этап их эксплуатации, в результате которого должны появиться конкретные требования к конструкции СИП-7, арматуре для их подвески, которые позволят в будущем уточнить требования в стандартах на проектирование, строительство и эксплуатацию ВЛЗ 110 кВ.

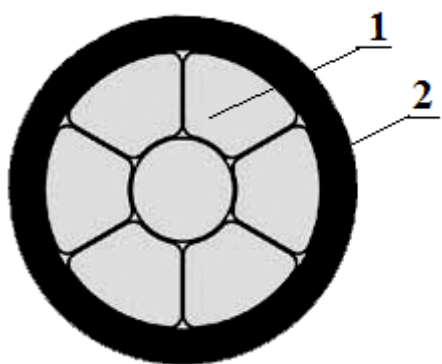


Рис. 12. Конструкция защищённого провода СИП-3 напряжением 6 – 35 кВ (по ГОСТ 31946-2012): 1 – токопроводящая жила из проволок из алюминиевого сплава сечением 35-240 мм<sup>2</sup>, герметизированная, при необходимости, посредством введения водоблокирующих элементов при скрутке; 2 – оболочка из устойчивого к климатическим воздействиям сшитого полиэтилена.

Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ напряжением 6 – 35 кВ в первую очередь:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при прохождении ВЛ по лесным массивам;
- при пересечении ВЛ водных преград;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- при совместной подвеске с ВЛ напряжением 0,4 кВ с самонесущим изолированным проводом(СИП).

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ должны применяться аттестованные самонесущие изолированные провода. Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП с изолированной нулевой жилой, может осуществляться, как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям, с учетом рекомендаций ПАО «Россети». ВЛ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70 мм<sup>2</sup>. Для

подключения отдельных потребителей, в том числе ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее  $16 \text{ мм}^2$ . Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

По условию отсутствия коронирования проводов допускаются минимальные диаметры проводов:

- 11,4 мм при номинальном напряжении 110 кВ;
- 21,6 мм при 220 кВ; 33,2 мм при 330 кВ.

В расщепленных фазах допустимо применение таких чисел и диаметров проводов:

- 2x21,6 мм или 3x17,1 мм при напряжении 330 кВ;
- 3x24,5 мм или 2x36,2 мм – 500 кВ.

При новом строительстве, реконструкции и ремонте ВЛ напряжением 35 кВ и выше в качестве грозозащитных тросов должны применяться:

- канаты и провода из стальных оцинкованных по группе ОЖ или плакированных алюминием проволок, тросы из низколегированной стали, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью;

- грозозащитные тросы со встроенным оптико-волоконным кабелем, в том числе с термостойким оптическим волокном.

Срок службы проводов и грозозащитных тросов на воздушных линиях электропередачи не менее 50 лет.

Воздушные линии электропередачи должны быть защищены по всей длине от грозовых перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами. Грозозащитные тросы применяются на ВЛ с металлическими и железобетонными опорами – при напряжении 35 кВ только на подходах к подстанциям, а при напряжении 110 кВ и выше по всей длине линии. Линии на деревянных опорах, как правило, не защищаются тросами, за исключением ВЛ напряжением 220 кВ.

Для защиты изоляции ВЛ напряжением 35 кВ и выше при прохождении в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов, на больших переходах, в особых гололёдных районах взамен или в дополнение к грозозащитному тросу допускается применение ограничители перенапряжений (ОПН). Применение на ВЛ 6 – 35 кВ средств ограничения перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и пережога;
- подходов к распределительным устройствам подстанции;
- изоляции ВЛ в районах с высокой грозовой активностью;

- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых подстанций, электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов.

В качестве грозозащитных тросов обычно применяются стальные тросы ТК-9 на ВЛ напряжением 10 – 150 кВ и ТК-11 на ВЛ напряжением 220 – 500 кВ, а также сталеалюминевые провода марок 70/72 и 95/141 на ВЛ напряжением 750 кВ. Сталеалюминевые провода или провода из термообработанного алюминиевого сплава со стальным сердечником в качестве грозозащитного троса рекомендуется применять на особо ответственных переходах через инженерные сооружения, в районах с повышенным загрязнением атмосферы, а также на ВЛ с большими токами однофазного короткого замыкания по условиям термической стойкости и для уменьшения влияния ВЛ на линии связи.

При уточняющих расчетах стрел провеса проводов и тросов с учетом их вытяжки (остаточной деформации) при монтаже и в процессе эксплуатации помимо эквивалентного модуля упругости  $E$  применяются также модули удлинения:

- модуль начального растяжения  $C$  (модуль неупругости), соответствующий первичной вытяжке провода при его монтаже и в начальный период эксплуатации;
- модуль предельного растяжения  $D$  (модуль релаксации).

### **2.3. Сведения о линейной арматуре и изоляции проводов**

Рекомендованная нормативными документами к применению линейная арматура воздушных линий электропередачи, в зависимости от типа, делится на *сцепную, поддерживающую, натяжную, соединительную и защитную*.

Арматура ВЛ, рекомендованная к применению, как правило, не требует обслуживания, ремонта и замены в период всего расчетного срока службы ВЛ. По конструктивным параметрам в основном устанавливается спиральная и клиносочлененная арматура, а при соответствующих обоснованиях допускается к установке прессуемая и болтовая. На переходных промежуточных опорах больших переходов применяются поддерживающие роликовые подвесы, допускающие сезонные перемещения провода.

На ВЛ напряжением до 1 кВ рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода (рис. 13). Соединения и ответвления проводов на ВЛ напряжением 0,4 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу самонесущего провода.

Натяжная арматура СИП	 PA-1000, PA-1500, PA-2200	 STC	 NES-B1, NES-B2 NES-B3, NES-B4	
Поддерживающая арматура СИП	 CA-1500	 CF-16	 KP-16	 PS-1500 Комплект
Контактная арматура СИП	 P2X	 ЗОПн	 ЗОП 1,5-10	 ЗОП 16-95
Соединительная арматура и "Вязка"	 СРТАУ 16 - 95	 МЛРТ 16 - 95	 ВС 35-120	 ШФ-20-Г

Рис. 13. Линейная арматура для самонесущего изолированного провода 0,4 кВ

Соединения ответвлений к вводам ВЛ с внутренней проводкой должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой без возможности их демонтажа. Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку службы ВЛ.

Арматура, предназначенная крепления и подвески проводов с защитной изоляцией СИП-3 напряжением 35 кВ и СИП-7 напряжением 110 кВ, не должна создавать условий для попадания влаги к токопроводящей жиле. Вспомогательное оборудование и арматура для подвески, крепления и монтажа не должны нарушать технических и эксплуатационных параметров (характеристик) провода в процессе монтажа и эксплуатации. Арматура предназначена для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от минус 60 до плюс 50°С, на высоте до 1000 м над уровнем моря в районах с (1 – 4) степенью загрязнения, во всех районах по ветру и гололёду. Климатическое исполнение арматуры и категория размещения по ГОСТ 15150 - УХЛ1.

Сцепная арматура служит для крепления проводов к гирляндам изоляторов и крепления гирлянд изоляторов к траверсам опор. Сцепная арматура

тура изготавливается из оцинкованной стали. Номенклатура цепной арматуры достаточно разнообразна.

На ВЛ с гирляндами изоляторов провода укладываются в специальные зажимы. Зажимы, как и гирлянды, подразделяются на поддерживающие и натяжные. Поддерживающие глухие зажимы обеспечивают жесткое крепление провода за счет нажимных плашек и U-образных болтов. Иногда применяются поддерживающие зажимы с ограниченной прочностью заделки провода. Такие зажимы при обрыве провода допускают его проскальзывание, уменьшая тем самым одностороннее тяжение провода на промежуточные опоры.

При применении унифицированных или типовых опор на ВЛ используется разнообразная линейная арматура:

- арматура для крепления проводов к штыревым или подвесным изоляторам;
- арматура для сцепки изоляторов в гирлянду;
- арматура для крепления гирлянды изоляторов к опорам или траверсам;
- арматура для крепления грозозащитных тросов;
- арматура для демпфирования вибрации проводов и тросов (петля или виброгаситель крепятся с помощью этой арматуры);

- арматура для предупреждения схлестывания опасных сближений проводов расщепленных фаз или проводов разноименных фаз и др.

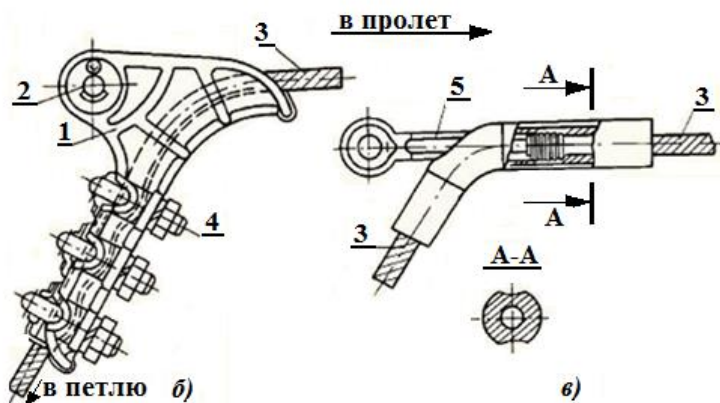
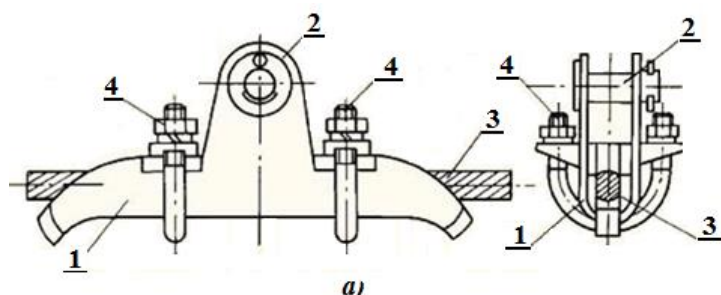


Рис. 14. Фиксирующая арматура: а – глухой поддерживающий зажим; б – болтовой натяжной зажим; в – прессуемый натяжной зажим; 1 – корпус; 2 – палец; 3 – провод; 4 – U-образный болт с плашкой; 5 – анкер

Выбор линейной арматуры производится в соответствии с ее назначением и в соответствии с номинальным напряжением ВЛ, а также в зависимости от марок проводов и их числа в расщепленных фазах и марок грозозащитных тросов.

Подбор линейной арматуры воздушных линий электропередачи осуществляется по разрушающим нагрузкам. На анкерных опорах применяются натяжные зажимы, воспринимающие полное тяжение провода. В этих зажимах провод крепится наглухо. Различают болтовые, прессуемые и клиновые натяжные зажимы (рис. 14). В болтовых зажимах крепление провода осуществляется с помощью нажимных плашек и U-образных болтов. Такие зажимы используются для проводов сечением до 500 мм<sup>2</sup>.

В прессуемых зажимах опрессовывается часть зажима вокруг провода. Эти зажимы состоят из стального анкера 1, в котором по длине  $l_1$  опрессовывается стальной сердечник провода, и алюминиевого корпуса 2, в котором по длине  $l_2$  опрессовывается алюминиевая часть провода со стороны пролета, а по длине  $l$  - один конец соединительного шлейфа между двумя натяжными зажимами анкерной опоры. Прессуемые зажимы используются для проводов сечением 300 мм<sup>2</sup> и более.

Клиновые зажимы используются для крепления фазных проводов и стальных грозозащитных тросов. В этих зажимах провод или трос под действием тяжения заклинивается между телом зажима и клином.

На рис. 15 показана гирлянда изоляторов с основными элементами сцепной арматуры. К траверсе 1 крепится U-образная скоба 2, на которую предварительно надевается серьга 3. Нижний конец серьги вставляется в гнездо шапки верхнего изолятора 4. Со стержнем нижнего изолятора 5 соединяется ушко 6, имеющее в верхней части специальное гнездо. Нижняя часть ушка, имеющая отверстие, соединяется с помощью стального пальца с зажимом 7, имеющим в верхней части отверстие такого же размера. Надежность соединений серьги с изолятором, ушка с изолятором и изоляторов между собой обеспечивается специальными замками. Соединение ушка с зажимом запирается шплинтом.

Соединительная арматура ВЛ предназначена для соединения отдельных кусков провода при его монтаже и эксплуатации. Сталеалюминиевые провода сечением до 185 мм<sup>2</sup> соединяются с помощью овальных соединителей, представляющих собой алюминиевую трубку овального сечения. В эту овальную трубку с разных сторон вставляются концы соединяемых проводов и с помощью специальных переносных клещей производится



скручивание соединителя или его обжатие (рис.16, а, б). Скручивание соединителя применяется для проводов сечением до 95 мм<sup>2</sup>, обжатие - для проводов сечением до 185 мм<sup>2</sup>. Для повышения надежности соединения и обеспечения надежного электрического контакта короткие концы соединяемых проводов, выходящие из соединителя, сваривают с помощью термитной сварки (рис. 16, в, г). Изолированные провода соединяются обжатием с последующим покрытием термоусаживаемой изоляцией (рис. 16, д).

Сталеалюминовые провода сечением 240 мм<sup>2</sup> и более соединяются с помощью прессуемых соединителей, состоящих из двух трубок - стальной и алюминиевой. С помощью стальной трубки опрессовываются концы стальных сердечников соединяемых проводов, с помощью алюминиевой трубки, накладываемой поверх стальной, опрессовываются алюминиевые части соединяемых проводов. На анкерных опорах соединение шлейфов, идущих от натяжных зажимов, осуществляется с помощью термитной сварки, обеспечивающей надежный электрический контакт.

Защитная арматура ВЛ предназначена для предотвращения опасных последствий вибрации проводов, использованием многочастотных гасителей вибрации, и сближений (схлестывания) проводов расщепленных фаз.

В результате воздействия ветра на провод при определенных условиях возникают колебания провода с большой частотой (5...60 Гц) и малой амплитудой (2...3 см). Это явление называется вибрацией проводов. Вибрация приводит к периодическим изгибам провода в месте его крепления в зажиме и, как следствие, к излому отдельных проволок и обрыву провода.

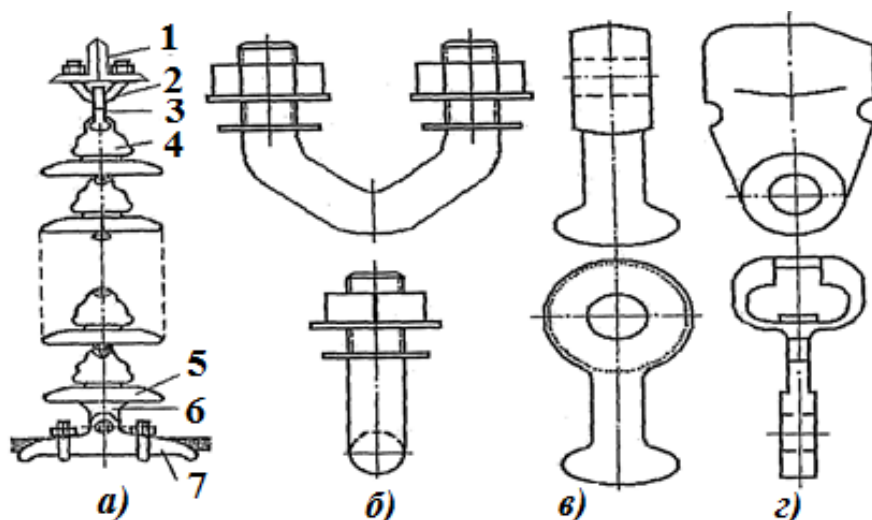


Рис. 15. Гирлянда изоляторов а) и элементы цепной арматуры (б, в, г):

1 - траверса; 2 - скоба; 3 - серьга; 4 - гнездо шапки верхнего изолятора; 5 - нижний изолятор; 6 - ушко со специальным гнездом; 7 - глухой поддерживающий зажим

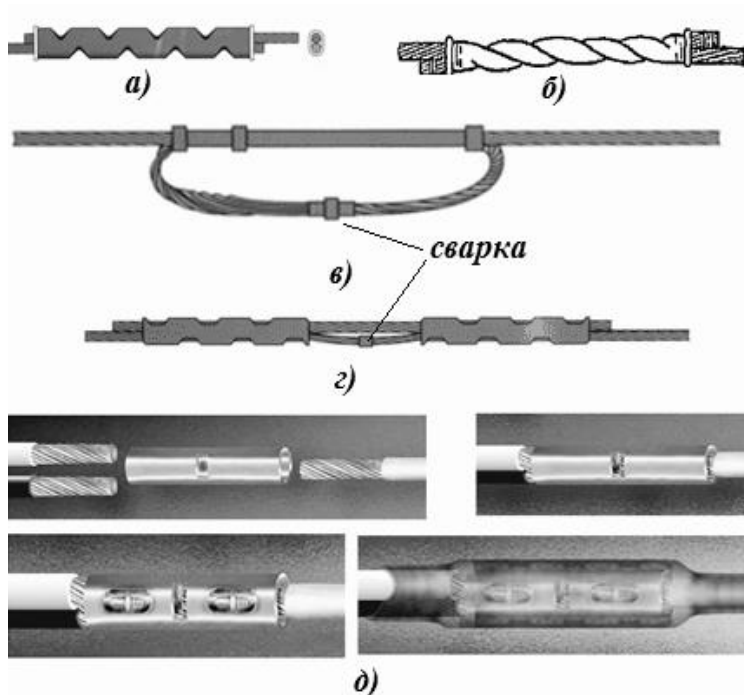


Рис. 16. Соединение проводов: *а-б*) – обжатие и скручивание неизолированных проводов; *в-г*) – обжатие со сваркой; *д*) – соединение трех изолированных проводов обжатием

Для защиты одиночных проводов и грозозащитных тросов от повреждений вибрацией и поглощения энергии

вибрирующих проводов наибольшее распространение получили многочастотные гасители вибрации Стокбриджа и различные их модификации, сочетающие высокую эффективность защитного действия с конструктивной простотой и невысокой стоимостью (рис. 17). Применяются также гасители петлевого типа (фестоны) (рис. 18). Гаситель вибрации Стокбриджа представляет собой отрезок многопроволочного оцинкованного стального каната с укрепленным посередине зажимом для установки его на проводе (тросе) и двумя отлитыми из чугуна грузами стаканообразной формы, закрепленными по концам каната. Динамические характеристики и эффективность таких гасителей зависят от формы и массы грузов, марки и длины рабочей части стального каната и его упругих свойств.

Устанавливаются гасители вибрации по обе стороны от поддерживающей гирлянды изоляторов (рис. 19, *а*) или со стороны пролета от натяжной гирлянды (рис. 19, *б*) на расстоянии 0,5...1 м от гирлянды. В качестве гасителя вибраций также используется шунтирующая петля из провода на поддерживающей гирлянде изоляторов (рис. 19, *г*).

При наличии гололедных отложений центр масс сечения провода смещается от его оси и при вертикальных колебаниях возникает сила инерции, вектор которой смещен относительно оси провода. Эта сила создает крутящий момент, поддерживающий крутильные колебания. Вертикальные и крутильные колебания взаимно поддерживают друг друга и при

скорости ветра, превышающей некоторое критическое значение, могут развиваться до значительных амплитуд. Основное назначение гасителя – рассогласование частот вертикальных и крутильных колебаний и исключение их близости при обледенении провода. Указанный выше принцип рассогласования частот реализован конструктивно в виде одно- и двухпетлевых гасителей – «Крыло» и «Бабочка».

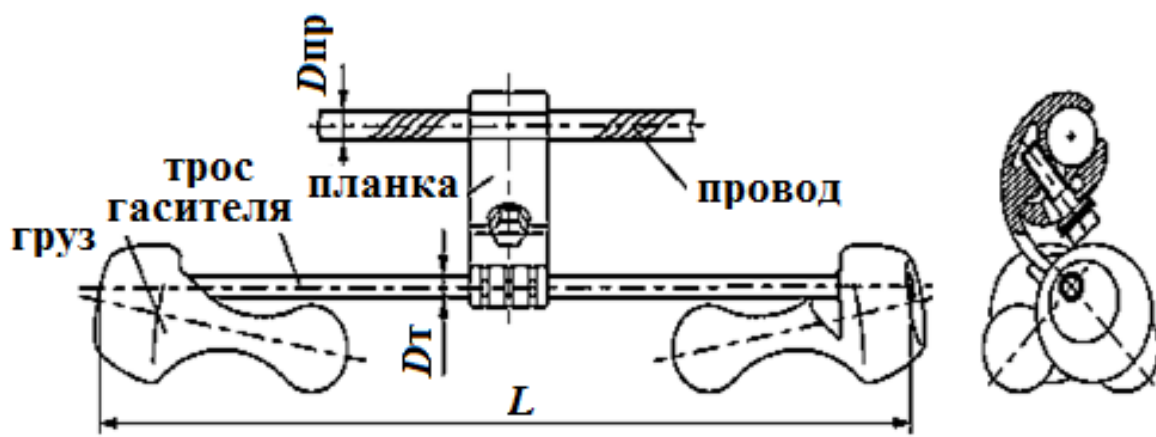


Рис. 17. Многочастотный гаситель вибраций проводов Стокбриджа

Гаситель вибраций этого типа состоит из одного или двух жестких грузов в виде куска провода или стального прутка, которые с помощью петель спиральной арматуры крепятся к проводу (рис. 16).

Спиральная прядь состоит из 4...8 стальных проволок диаметром 3...5 мм. Диаметр петли однопетлевого гасителя – 0,2...0,5 м, масса груза 3...15 кг. Диаметр петель двухпетлевого гасителя должен быть 0,3...0,6 м. Обе петли расположены в одной плоскости. Длина груза – 0,9...1,5 м. Масса гасителя – 3...20 кг.

На ВЛ напряжением 330 кВ и выше каждая фаза выполняется расщепленной, т.е. состоящей из нескольких проводов. Между проводами одной фазы устанавливают дистанционные распорки, предотвращающие схлестывание отдельных проводов фазы (рис. 19,в).

Для повышения надежности защиты проводов от вибраций многочастотные гасители вибрации Стокбриджа устанавливают последовательно. Вариант расположения гасителей вибрации при монтаже поддерживающего зажима с силовыми прядями и протектором защитным спирального типа показан на рис. 20.

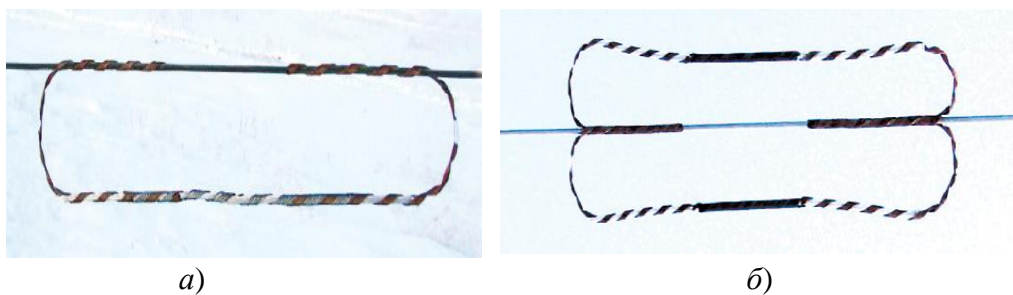


Рис. 18. Однопетлевой (а) и двухпетлевой (б) гасители пляски «Крыло» на проводе АС-120/19

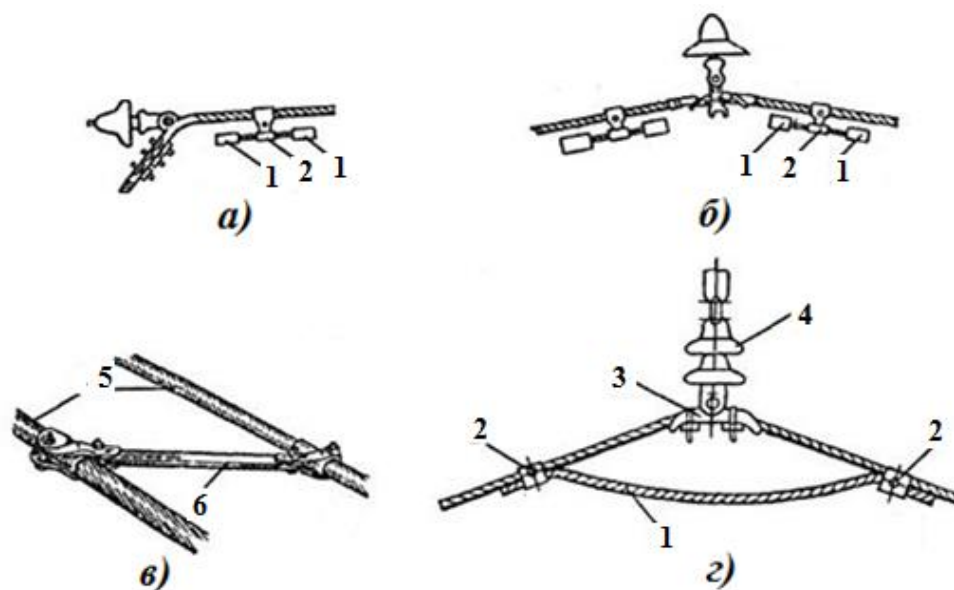


Рис. 19. Гасители вибрации (а, б, г) и дистанционная распорка (в): 1 – гаситель вибрации проводов; 2 – зажим; 3 – поддерживающий зажим; 4 – поддерживающая гирлянда; 5 – провод; 6 – распорка проводов расщепленной фазы

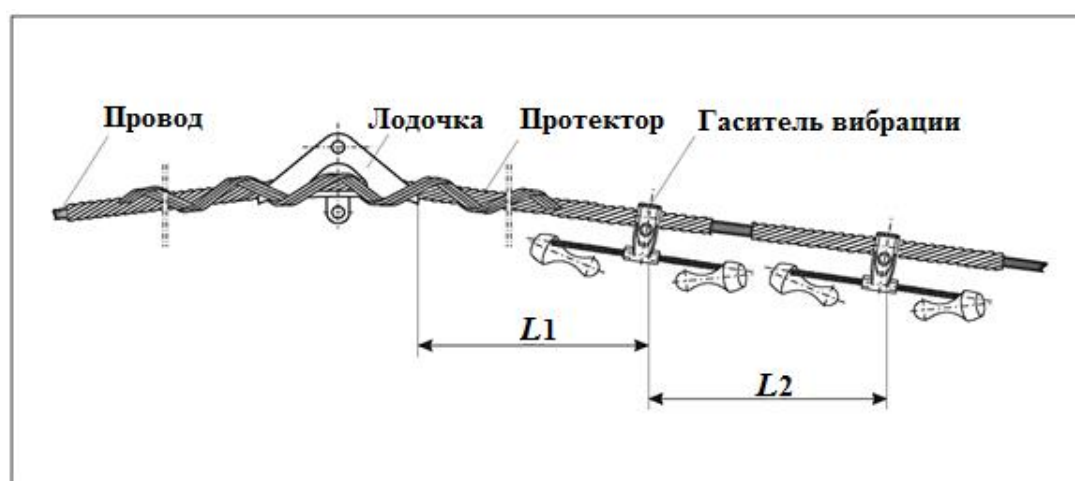


Рис. 20. Последовательная установка гасителей вибрации при монтаже поддерживающего зажима с силовыми прядями и протектором защитным спирального типа

**Изоляторы** предназначены для изоляции находящихся под напряжением проводов ВЛ от конструктивных частей опоры. Изоляторы ВЛ работают в естественных климатических условиях и подвержены как электрическим, так и механическим воздействиям. Основными требованиями, предъявляемыми к изоляторам, являются: высокая электрическая и механическая прочность, экономичность и стойкость к воздействию внешней среды. Для изготовления изоляторов используются фарфор, закаленное стекло и полимеры.

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в том числе наличия обновленных карт загрязнения изоляции. Так на ВЛ 220 кВ и выше, как правило, следует применять стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех, кроме того на ВЛ 220 кВ и выше гирлянды изоляторов должны быть снабжены защитной арматурой. На ВЛ 220 кВ, круглогодично доступных для обслуживания, проходящих в районах с степенью загрязненности атмосферы (СЗА) I – III (за исключением ВЛ, проходящих в III и выше районах по ветру/гололеду) при наличии обоснования используются полимерные изоляторы цельнолитые с кремнийорганической защитной оболочкой и наличием индикатора перекрытия.

На ВЛ 35 – 110 кВ рекомендуется применять полимерные и стеклянные изоляторы.

На ВЛ напряжением 110 кВ и выше на высотных опорах рекомендуется применять длинностержневые фарфоровые изоляторы (при обосновании), а на больших переходах ВЛ 110 кВ и выше – стеклянные изоляторы.

На ВЛ напряжением 6 – 20 кВ рекомендуется применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;
- полимерные изолирующие распорки;
- полимерные изолирующие траверсы;
- штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов марки СИП-3 и АС.

На ВЛ напряжением до 220 кВ включительно, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность подъезда автовышки к опорам для проведения технического обслуживания и ремонтов арматуры и изоляторов рекомендованы к установке полимерные консольные изолирующие траверсы.

Конструктивно изоляторы ВЛ изготавливаются двух основных типов: штыревые (рис. 21, *а*) и подвесные (рис. 21, *б*). Штыревые изоляторы применяются для ВЛ напряжением до 20 кВ и представляют собой монолитное тело 1 специальной формы с канавками для укладки провода и посадочным местом для металлического штыря или крюка 2. К штыревым изоляторам провода привязываются мягкой проволокой того же металла, что и сам провод.

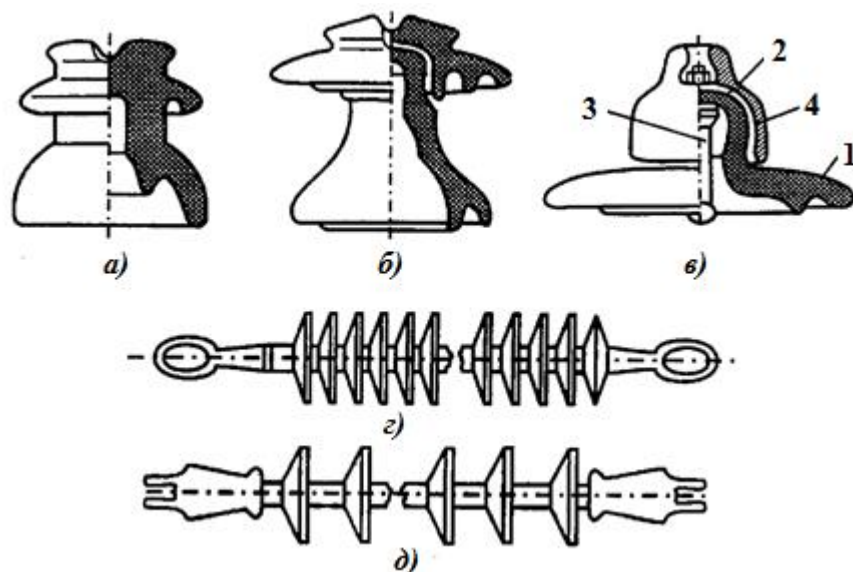


Рис. 21. Изоляторы воздушных линий: *а*) – штыревой 6 – 10 кВ; *б*) – штыревой 35 кВ; *в*) – подвесной; *з*), *д*) – стержневые полимерные

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше применяются подвесные изоляторы. Такой изолятор состоит из изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, стального стержня 3. Шапка и стержень с изолирующей частью соединяются цементной связкой 4. В верхней части чугунной шапки имеется гнездо, совпадающее по форме с нижней головкой стального стержня. Эти элементы позволяют собирать подвесные изоляторы в гибкие гирлянды. Гирлянды изоляторов удобны при монтаже и эксплуатации в связи с несложной заменой поврежденного изолятора в гирлянде. По назначению различают гирлянды поддерживающие – для промежуточных опор и гирлянды натяжные – для анкерных опор. Характеристики поддерживающих гирлянд изоляторов ВЛ напряжением 35—330 кВ приведены в табл. 6.

В буквенном обозначении изолятора указывается его тип (П - подвесной, Ш - штыревой), материал (С - стеклянный, Ф - фарфоровый). В цифровом обозначении изолятора указывается разрушающая механическая нагрузка. Например, ПФ-60 — изолятор подвесной, фарфоровый, с разрушающей механической нагрузкой 60 кН.

Таблица 6

Характеристики поддерживающих гирлянд изоляторов ВЛ 35 — 330 кВ

Параметр	Марка изолятора	Значение параметра при $U_{ном}$ , кВ				
		35	110	150	220	330
Количество изоляторов в гирлянде, $n_{из}$	ПФ70-В	3	7	9	13	19
	ПС70-Б	3	8	10	14	21
Высота гирлянды изоляторов, $\lambda_r$ , м	ПФ70-В	0,69	1,25	1,5	2,2	3,0
	ПС70-Б	0,68	1,35	1,6	2,3	3,2
Вес гирлянды изоляторов, $m_r$ , кг	ПФ70-В	19	38	47	72	118
	ПС70-Б	16	36	45	67	111

Для металлических многогранных и композитных опор компактных ВЛ в настоящее время применяются новые узлы крепления и изоляции проводов (изолирующие траверсы) (рис. 22) с ограничителем перенапряжений (ОПН).

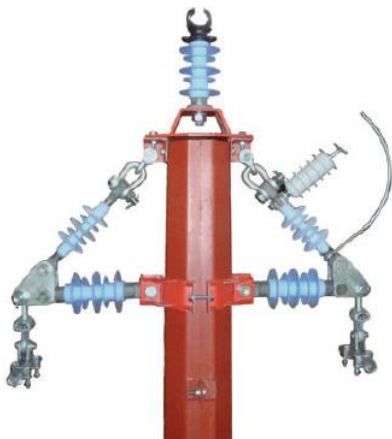


Рис. 22. Изолирующая траверса для ВЛЗ-10 с ОПН

Комбинированный изолятор-разрядник (рис. 23) – устройство, объединяющее в единый узел традиционный изолятор и разрядник, предназначенное для молниезащиты линий электропередачи как от прямых ударов молнии, так и от индуктированных перенапряжений. Молниезащита ВЛ напряжением 35 – 220 кВ с применением данных устройств позволяет отказаться от использования как грозозащитного троса, так и ОПН, что ведет к снижению массы и стоимости опор и фундаментов, и соответственно общей стоимости строительства ВЛ.

Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд промежуточных опор и для натяжных гирлянд анкерных опор производится в зависимости от усилий, действующих по оси гирлянды, в нормальном и аварийном режиме, возникающем при обрыве провода, и назначаемых коэффициентов запаса прочности (2,7 в нормальном режиме наибольшей нагрузке, 5,0 то же, но для средних эксплуатационных условий, 1,8 – 2,0 в аварийном режиме).

В эксплуатации значимым результатом замены традиционных средств молниезащиты ВЛ (грозозащитного троса или ОПН) на комбинированные изоляторы - разрядники является снижение трудоемкости и стоимости обслуживания и ремонтов ВЛ, связанных с негативными последствиями воздействия разрядов молнии при грозе и обледенения тросов в гололедный период. За счет снижения токовых воздействий на выключатели и обмотки силовых трансформаторов значительно повышается ресурс основного оборудования подстанций.



Рис. 23. Мультикамерные изоляторы-разрядники ВЛ 10 кВ

### Контрольные вопросы

1. Почему так важен технико-экономический расчет при проектировании ЛЭП?
2. Какие этапы проектирования ВЛ являются основными?
3. Какие типы опор используются при строительстве ВЛ?
4. В чем отличие анкерных опор от промежуточных?
5. Какие типы проводов и грозозащитных тросов используются при строительстве ВЛ?
6. В каких случаях применяются самонесущие изолированные провода?
7. В чем особенности самонесущего изолированного провода на высокое напряжение?
8. Какие функции в воздушной линии выполняет грозозащитный трос?



9. В каком случае при расчете стрелы провеса проводов учитывают модуль начального растяжения (модуль неупругости)?
10. В чем отличие сцепной, поддерживающей и натяжной арматуры воздушных линий электропередачи?
11. В чем отличие сцепной, соединительной и защитной арматуры воздушных линий электропередачи?
12. В чем особенности линейной арматуры самонесущего изолированного провода?
13. В чем особенности линейной арматуры унифицированных опор воздушных линий электропередачи?
14. По каким критериям осуществляется подбор линейной арматуры воздушных линий электропередачи?
15. С какой целью используется защитная арматура воздушных линий электропередачи?
16. Каков принцип действия многочастотного гасителя вибрации?
17. В чем отличие петлевого гасителя вибрации от гасителя Стокбриджа?
18. Какова роль изоляторов в воздушных линиях электропередачи?
19. Что такое «гирлянда изоляторов» и какие типы изоляторов в ней используются?
20. В чем отличие полимерного изолятора от фарфорового (стеклянного)?
21. Где можно применять штыревые изоляторы?
22. В чем особенности комбинированного изолятора-разрядника?
23. Каковы критерии выбора линейной арматуры воздушных линий электропередачи?
24. Как устроена фиксирующая арматура воздушных линий электропередачи?
25. Как устроена линейная арматура для самонесущего изолированного провода 0,4 кВ?

### 3. Выбор изоляторов поддерживающих гирлянд

Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд промежуточных опор и для натяжных гирлянд анкерных опор производится в зависимости от усилий, действующих по оси гирлянды, в нормальном и аварийном режиме, возникающем при обрыве провода, и назначаемых коэффициентов запаса прочности (2,7 в нормальном режиме наибольшей нагрузке, 5,0 тоже, но для средних эксплуатационных условий, 1,8 – 2,0 в аварийном режиме).

В соответствии с ПУЭ расчет подвесных изоляторов производится по методу разрушающих нагрузок. Коэффициенты запаса прочности изоляторов нормируются для двух нормальных и для аварийного режимов работы. Под коэффициентом запаса прочности при этом понимают отношение электромеханической разрушающей нагрузки изолятора данного типа к наибольшей нормативной нагрузке, действующей на гирлянду изоляторов.

Расчетные выражения для нормальных режимов применительно к расчетам поддерживающих гирлянд изоляторов следующие:

1) режим наибольшей механической нагрузки:

$$F_{\max 1} = 2,7(n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot S_{\Sigma} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq R, \text{ Н.}$$

2) режим средних эксплуатационных условий:

$$F_{\max 2} = 5(n_{\phi} \cdot \gamma_1 \cdot S_{\Sigma} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq R, \text{ Н.}$$

где  $n_{\phi}=1$  – число проводов в расщепленной фазе;

$l_{\text{вес}}$  – наибольший весовой пролет линии, соответствующий приведенному в паспортных данных применяемой промежуточной опоры;

$G_{\Gamma}$  – ориентировочный вес гирлянды изоляторов, применяемый в зависимости от номинального напряжения ВЛ

$R$  – наибольшая (предельная) нормативная нагрузка, действующая на гирлянду изоляторов.

Например, для ВЛ, выполненной проводом АС 150/19, суммарным сечением  $S_{\Sigma} = 166,5 \text{ мм}^2$ , вертикальной нагрузкой только от собственной массы  $\gamma_1 = 0,032 \frac{\text{Н}}{\text{мм} \cdot \text{м}^2}$  наибольшей вертикальной нагрузкой при гололеде

( $\gamma_3 = 0,075 \frac{\text{Н}}{\text{мм} \cdot \text{м}^2}$ ) и промежуточными опорами типа П 110-3, с паспортными данными:  $l_{\text{вес}} = 439,35$  м,  $G_{\Gamma} = 285$  Н, получим для двух режимов:

$$1) F_{\text{max}1} = 2,7(1 \cdot 0,075 \cdot 166,5 \cdot 439,5 + 285) = 15582,73 \text{ Н.}$$

$$2) F_{\text{max}2} = 5(1 \cdot 0,032 \cdot 166,5 \cdot 439,35 + 285) = 13129,28 \text{ Н.}$$

При обрыве провода на поддерживающую гирлянду кроме весовых нагрузок от проводов и самой гирлянды действует неуравновешенное редуцированное (т.е. сниженное) тяжение, направленное горизонтально. Поэтому нормативную нагрузку вычисляют как геометрическую сумму сил:

$$F_{\text{max}3} = 1,8 \cdot \sqrt{\left(n_{\phi} \cdot \gamma_1 \cdot S_{\Sigma} \cdot \frac{l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (k_{\text{рд}} \cdot T_{\text{нб}})^2} \leq R, \text{ Н,}$$

где  $T_{\text{нб}} = n_{\phi} \cdot S_{\Sigma} \cdot 122$  - наибольшее натяжение в проводе;

$k_{\text{рд}}$  – коэффициент редукции, определяемый в зависимости от марки и сечения провода, материала изготовления опоры и ее конструкции.

Из полученных трех значений выбираем максимальное,  $F_{\text{max}}$ , и по справочнику выбираем тип изолятора и их количество в гирлянде (например, С20-450ГУХЛ,Т1, количество изоляторов в гирлянде – 6 шт).

### 3.1. Выбор изоляторов натяжных гирлянд

Выбор изоляторов натяжных гирлянд производится аналогично приведенному выше также по двум условиям:

1) - режим наибольшей механической нагрузки:

$$F_{\text{max}1} = 2,7 \cdot \sqrt{\left(\gamma_{\text{нб}} \cdot S_{\Sigma} \cdot \frac{l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (S_{\Sigma} \cdot [\sigma]_{\text{нб}})^2} \leq R,$$

2) - режим средних эксплуатационных условий:

$$F_{\max 2} = 5 \cdot \sqrt{\left(\gamma_1 \cdot S_{\Sigma} \cdot \frac{l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (S_{\Sigma} \cdot \sigma_{\text{сэ}})^2} \leq R,$$

Значение механического напряжения в проводе, при средних эксплуатационных условиях  $\sigma_{\text{сэ}}$ , должно быть рассчитано по уравнению состояния провода для приведенного пролета ( $l_{\text{прв}}$ ) по формуле:

$$\sigma_{\text{сэ}} - \frac{\gamma_1^2 \cdot l_{\text{прв}}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\text{сэ}}^2} = [\sigma]_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 \cdot l_{\text{прв}}^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma]_{\text{нб}}^2} + \alpha \cdot E \cdot (\vartheta_{\Gamma} - \vartheta_{\text{сг}}).$$

Полученные в результате итераций значения напряжения в проводе  $\sigma_{\text{сэ}}$  подставляем в формулу расчета средних эксплуатационных условий (2) и вычисляем значение механической нагрузки на изоляторы натяжной гирлянды  $F_{\max 2}$ , сравниваем с результатом вычисления для режима наибольшей механической нагрузки  $F_{\max 1}$  и по максимальному из этих значений по справочнику выбираем тип изолятора и их количество в гирлянде.

### Контрольные вопросы

1. Как выбрать изолятор поддерживающей гирлянды?
2. Каковы критерии выбора изолятора поддерживающей гирлянды?
3. В чем смысл выбора изолятора поддерживающей гирлянды по режиму наибольшей механической нагрузки?
4. В чем смысл выбора изолятора поддерживающей гирлянды по режиму средних эксплуатационных условий?
5. Каковы критерии выбора изоляторов натяжных гирлянд?
6. Каковы критерии выбора изоляторов натяжных гирлянд?
7. Как выбрать изоляторы натяжной гирлянды по режиму наибольшей механической нагрузки (средних эксплуатационных условий)?
8. Являются ли изоляторы натяжных и поддерживающих гирлянд взаимозаменяемыми?

#### 4. Стрела провеса и напряжение в материале провода

Провод, закрепленный в двух точках на одинаковой высоте и испытывающий равномерно распределенную нагрузку от собственной массы, массы гололеда и давления ветра, можно рассматривать, как гибкую нить, принявшую форму цепной линии. При достаточно больших отношениях длины пролета  $L$  к стреле провеса  $f$  (что соответствует действительности) кривая провеса провода очень близка к параболе вида:  $y = h + kx^2$ .

При совмещении начала координат с наинизшей точкой провеса линейного провода (рис. 7), (т.е. полагая  $h=0$ ), уравнение параболы принимает вид:  $y = kx^2$ . Исходя из этого уравнения и, полагая длину провода в пролете примерно равной длине пролета ( $L \approx l$ ), и с учетом силы тяжения  $T_i$  в каждой точке вдоль провода, обусловленной нагрузками на провод и зависящей от стрелы провеса провода, закрепленного между точками  $A$  и  $B$  получим формулу для расчета стрелы провеса провода.

Выделим участок  $OC$  (рис. 7) с координатами  $O(0,0)$  и рассмотрим его равновесие. На отрезок провода в точках  $O$  и  $C$  действуют постоянные силы тяжения  $T_o$  и  $T_c$ , а также вертикальные нагрузки  $G_{OC} = g_0x$ , где  $g_0$  – вертикальная нагрузка провода длиной 1 м.

Условия равновесия отрезка будут соблюдены, если сумма проекций всех составляющих сил на оси  $x$  и  $y$  будет равна нулю, т.е.

$$\sum x = 0 \quad \text{или} \quad T_o + T_c \cos \alpha = 0; \quad \sum y = g_0x + T_c \sin \alpha = 0.$$

Тогда  $\operatorname{tg} \alpha = \frac{g_0x}{T_o}$ , а так как  $\operatorname{tg} \alpha$  характеризует угол наклона прямой в координатной плоскости  $x, y$ , т.е.  $\frac{dy}{dx}$ , то получим

$$dy = \frac{g_0}{T_o} x dx,$$

где  $g_0$  и  $T_o$  – постоянные величины, а  $y$  – текущая ордината кривой провеса провода:

$$y = \frac{g_0}{T_o} \int x dx = \frac{g_0}{2T_o} x^2.$$

При  $x = l/2$  (середина пролета) получим выражение для стрелы провеса провода для пролета

$$f = \frac{g_0 l^2}{8T_0}.$$

Выразив вертикальную нагрузку провода  $g_0$  через его удельную нагрузку  $\gamma_x = g_0/F$ , а также тяжесть провода  $T_0$  – через напряжение материала провода  $\sigma_0 = T_0/F$  и фактическую суммарную площадь сечения проволок, составляющих провод,  $F$ , получим расчетную формулу для стрелы провеса провода, м:

$$f = \frac{\gamma_x l^2}{8\sigma_0},$$

где  $\gamma_x$  – удельная вертикальная нагрузка провода, соответствующая условиям расчета провода, Н/м<sup>3</sup>;

$\sigma_0$  – напряжение при растяжении в нижней точке провода. Соответствующее тем же условиям расчета, Па ( $10^{-7}$  кгс/мм<sup>2</sup>);

$l$  – длина пролета, м.

Выражение для стрелы провеса представляет собой уравнение параболы с хордой  $l$  и стрелой  $f$ . Тогда длина дуги такой параболы, а, следовательно, и длина провода в пролете будет:

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l}.$$

Длина провода в пролете отличается от длины пролета менее чем на 0,1%, т.е. на очень малую величину. Таким образом, сделанное ранее допущение о равномерном распределении нагрузки не по длине провода, а по длине пролета не приводит к заметной погрешности.

Напряжение в материале провода по его длине неодинаково в различных точках пролета. В нижней точке провеса провода оно меньше всего ( $\sigma_0$ ), а у точек закрепления провода на опоре оно под воздействием вертикальных нагрузок провода на участках ОА или ОВ достигает наибольшей величины ( $\sigma_A$ ). Для определения наибольшей величины напряжения в материале провода служит формула:

$$\sigma_A = \sigma_0 + \gamma_x f,$$

где  $\gamma_x$  – удельная механическая нагрузка на провод.

В пролетах нормальной длины разница между  $\sigma_A$  и  $\sigma_0$  очень мала (не больше 0,3%) и ею обычно пренебрегают, используя для расчетов данные по напряжению в низшей точке провеса провода. Но при очень больших пролетах (порядка 500 м и более) необходимо применять приведенную выше формулу.

#### 4.1. Условия максимального напряжения в проводе и максимальной стрелы провеса

Согласно ПУЭ для каждой марки провода, используемых при сооружении воздушной линии электропередачи, назначаются три значения допускаемого напряжения соответственно для трех возможных наиболее тяжелых режимов работы, отличающихся значениями величин внешних воздействий (давление ветра, гололедные отложения, температура окружающей среды) и, как правило, несовпадающими по временам года. Повторяемость перечисленных неблагоприятных факторов и вероятность их возникновения неодинакова. Кроме того, значения величин наибольших нагрузок, согласно картам ветрового напора и гололедных образований ПУЭ, являются различными для разных географических районов и местностей сооружения воздушных линий.

Максимальное напряжение в материале провода ВЛ может наступить при одном из следующих двух условий:

- 1) – при низшей температуре в данной местности,  $\vartheta_{\text{мин}}$ ;
- 2) – при наибольшей добавочной нагрузке и соответствующей этой нагрузке температуре окружающего воздуха при гололеде,  $\vartheta_r$ , обычно равной минус 5°C, но иногда лежащей в пределах минус 5 до минус 10°C.

**В первом** случае увеличение тяжения по проводу происходит за счет сокращения его длины при низшей температуре, а **во втором** – за счет действия наибольших добавочных нагрузок (гололед, ветровой напор). При расчетах прежде всего выясняют, какой из этих случаев будет наиболее тяжелым для данного провода, а затем, исходя из допустимого напряжения в проводе в этом, более тяжелом случае, определяют напряжения для всех других условий работы провода в пролете.

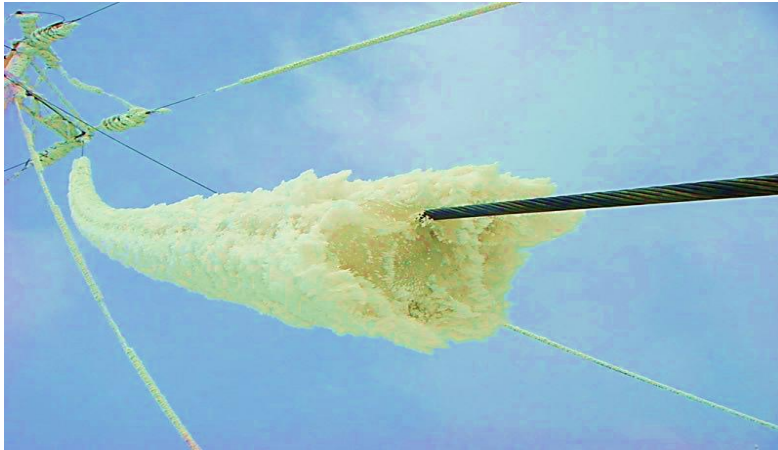


Рис. 24. Гололедное образование на проводе ВЛ

*Первый случай* – для малых пролетов, когда в пределе значение длины пролета  $l = 0$ .

Подставим значение  $l$  в уравнение состояния провода и, упростив его, получим:

$$\underline{\sigma = \sigma_m - \alpha E(\vartheta - \vartheta_m)},$$

где величины с индексом  $m$  относятся к известному (исходному) состоянию провода;

$\vartheta$  – искомая температура окружающей среды;

$E$  – модуль упругости, Н/мм<sup>2</sup>.

$\alpha$  – коэффициент неравномерности распределения скоростного ветрового напора по длине ВЛ.

При заданном скоростном напоре ветра,  $Q_n$ , (Н/м<sup>2</sup>) коэффициент неравномерности распределения скоростного напора по длине ВЛ равен:

$$\alpha = \frac{0,9}{\sqrt[4]{0,01 \cdot Q_n - 1,7}} + 0,1.$$

Из уравнения для первого случая видно, что *при малых длинах пролетов расчетным является условие низшей температуры*. Уравнение состояния провода для этого случая, после подстановки в него вместо  $\sigma_m$  величины  $\sigma_{доп} = \sigma_{макс}$  будет иметь вид:

$$\sigma - \frac{l^2 \gamma^2 E}{24 \sigma^2} = \sigma_{доп} - \frac{l^2 \gamma_1^2 E}{24 \sigma_{доп}^2} - \alpha E(\vartheta - \vartheta_{мин}).$$

*Второй случай* – для больших пролетов, когда в пределе  $l = \infty$ . Разделим уравнение состояния провода на  $l^2$  и, упростив его, получим:



$$\frac{\gamma^2 E}{24\sigma^2} = \frac{\gamma_m^2 E}{24\sigma_m^2}.$$

Из этого уравнения следует, что *при больших длинах пролетов расчетным является условие наибольшей добавочной нагрузки*, для которого уравнение состояния провода будет

$$\sigma - \frac{l^2 \gamma^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{l^2 \gamma_7^2 E}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\vartheta - \vartheta_{\Gamma}).$$

В соответствии с полученным уравнением, искомые напряжения в проводе зависят от длины пролета линии  $l$ . Можно подобрать пролет такой длины, при которой напряжения в проводе, как при низшей температуре,  $\vartheta_{\text{мин}}$ , так и при наибольшей добавочной нагрузке  $\gamma_7$ , будут одинаковыми, такой пролет называют **критическим** ( $l_{\text{кр}}$ ) при соответствующих условиях:

$$\sigma_{\vartheta_{\text{мин}}} = \sigma_{\gamma_{\text{макс}}} = \sigma_{\text{доп}}.$$

Совместное решение уравнений относительно  $l = l_{\text{кр}}$  дает длину критического пролета:

$$l_{\text{кр}} = \sigma_{\text{доп}} \sqrt{\frac{24\alpha(\vartheta_{\Gamma} - \vartheta_{\text{мин}})}{\gamma_7^2 - \gamma_1^2}}.$$

Сравнивая длину заданного (расчетного) пролета с длиной критического пролета, полученного из уравнения, можно установить, в каком из двух расчетных случаев материал провода испытывает большее напряжение.

Если заданный пролет меньше критического, то максимальное напряжение в проводе будет при низшей температуре окружающего воздуха  $\vartheta_{\text{мин}}$  и удельной нагрузке  $\gamma_1$ . Если заданный пролет больше критического, то максимальное напряжение в проводе будет при наибольшей удельной нагрузке  $\gamma_7$  и температуре  $\vartheta_{\Gamma}$ .

**Различают 3 критических пролета  $l_{кр i}$ :**

-  $l_{кр1}$  – *первый критический пролет* – определяет переход от расчетных условий при наинизшей температуре к средним эксплуатационным условиям (СГ), при этом выполняются условия:

$$\begin{array}{lll} \gamma_n = \gamma_1; & \vartheta_n = \vartheta_{сг}; & [\sigma]_n = [\sigma]_{сг}, \\ \gamma_m = \gamma_1; & \vartheta_m = \vartheta_n; & [\sigma]_m = [\sigma]_{\gamma}, \end{array}$$

-  $l_{кр2}$  – *второй критический пролет* – определяет переход от расчетных условий наинизшей температуры к условиям наибольшей нагрузки (НБ):

$$\begin{array}{lll} \gamma_n = \gamma_{НБ}; & \vartheta_n = \vartheta_{\gamma_{НБ}}; & [\sigma]_n = [\sigma]_{\gamma_{НБ}}, \\ \gamma_m = \gamma_1; & \vartheta_m = \vartheta_n; & [\sigma]_m = [\sigma]_{\gamma_{НБ}}, \end{array}$$

-  $l_{кр3}$  – *третий критический пролет* – определяет переход от расчетных средних эксплуатационных условий (СЭ) к условиям наибольшей нагрузки:

$$\begin{array}{lll} \gamma_n = \gamma_{НБ}; & \vartheta_n = \vartheta_{сг}; & [\sigma]_n = [\sigma]_{сг}, \\ \gamma_m = \gamma_1; & \vartheta_m = \vartheta_{сг}; & [\sigma]_m = [\sigma]_{сэ}, \end{array}$$

где величины с индексом  $m$  относятся к известному (исходному) состоянию провода, а с индексом  $n$  – к искомому состоянию.

Исходные условия расчета проводов на механическую прочность, соотношения расчетного и критического пролетов в зависимости от наинизшей температуры и наибольшей нагрузки приведены в табл. 7

Одной из величин, определяющих высоту опор, является стрела провеса провода. Наибольшая стрела провеса провода, называемая *максимальной стрелой провеса*, может возникнуть только при отсутствии ветра, когда провод находится в вертикальной плоскости, проходящей через точки его крепления. Такой случай может быть:

а) - при гололеде и температуре от 0 до минус 10°C, когда провод испытывает наибольшую вертикальную нагрузку ( $\gamma_3$ );

б) - при высшей температуре окружающего воздуха, например, при значении максимальной температуры  $\vartheta_{макс} = +40^\circ\text{C}$ , когда провод имеет

минимальное механическое напряжение и испытывает вертикальную нагрузку только от собственной массы ( $\gamma_1$ ).

Таблица 7

Условия расчета проводов на механическую прочность

Соотношения критических пролетов	Соотношения расчетного и критического пролетов	Исходные условия расчета проводов на механическую прочность
$l_{кр1} < l_{кр2} < l_{кр3}$	$l < l_{кр1}$	$\vartheta_{(-)}$ - Наинизшая температура
	$l_{кр1} < l < l_{кр3}$	СЭ - Средние эксплуатационные
	$l > l_{кр3}$	$\gamma_{НБ}$ - Наибольшая нагрузка
$l_{кр1} > l_{кр2} > l_{кр3}$	$l < l_{кр2}$	$\vartheta_{(-)}$ - Наинизшая температура
	$l > l_{кр2}$	$l > l_{кр3}$ - Наибольшая нагрузка

Температура, при которой стрела провеса провода  $f_{п1}$ , вызываемая только его собственной массой, будет равна стреле провеса провода в условиях гололеда без ветра  $f_{п3}$ , называется **критической температурой**  $\vartheta_{кр}$ . Значение последней определяется по формуле, полученной для случая  $f_{п3} = f_{п1}$ . Путем сравнения значения  $\vartheta_{кр}$  с высшей температурой  $\vartheta_{(+)}$  выявляются габаритные климатические условия. Приближенное значение критической температуры вычисляется по формуле:

$$\vartheta_{кр} = (\vartheta_{г} - 3) + \frac{\gamma_2}{\gamma_3} \cdot \frac{[\sigma]_{НБ}}{\alpha E}.$$

Чтобы определить, в каком случае будет максимальная стрела провеса, сравнивают величину высшей температуры данной местности с величиной критической температуры. Поскольку расчет механической прочности проводов все равно требует определения напряжения в проводе при высшей температуре и при гололеде без ветра, то, применяя эту формулу, можно значительно проще определить и сопоставить стрелы провеса в интересующих нас условиях.

Если критическая температура меньше высшей температуры данной местности, то максимальная стрела провеса провода будет при высшей температуре. Если же критическая температура больше высшей температуры данной местности, то максимальная стрела провеса будет при гололеде без ветра.

Длина фазного провода (троса) в пролете при одинаковой высоте его крепления на смежных опорах и пролетах до 800 м вычисляется как для параболы:

$$L_i = l + \frac{\gamma_i^2 l^3}{24\sigma_i^2}.$$

или при более длинных пролетах – как для цепной линии

$$L_i = 2 \frac{\sigma_i}{\gamma_i} \operatorname{sh} \frac{\gamma_i l}{2\sigma_i}.$$

При неодинаковых высотах точек крепления проводов на опорах ВЛ их длина в пролете определяется по формуле:

$$L = 0,5(L_{A0} + L_{B0}),$$

т.е. в виде суммы длин провода в половине пролета до разных точек крепления.

#### 4.2. Расчёт удельных механических нагрузок от атмосферных воздействий на фазные провода и грозозащитные тросы с учетом высот их крепления на промежуточной опоре

Расчёт удельных механических нагрузок от атмосферных воздействий на фазные провода и на грозозащитные тросы рассмотрим на примере сталеалюминиевого провода, состоящего из двух слоев (рис. 25). Конструктивные данные сталеалюминиевого провода, приведенные ниже, выбранной марки определяем по справочным данным.

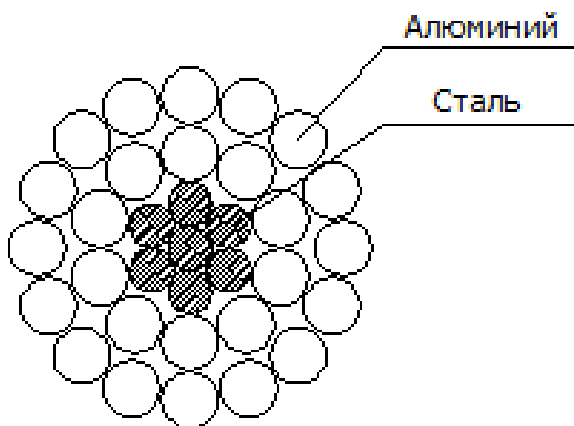


Рис. 25. Поперечное сечение сталеалюминиевого провода

В справочнике для сталеалюминиевого провода приводятся следующие параметры:

$d_n$  - нормативный диаметр провода марки АС, мм;

$d_c$  - диаметр стальной проволоки, мм;

$d_a$  - диаметр алюминиевой проволоки, мм;

$N_c$  - количество стальных проволок в проводе АС;

$N_A$  - количество алюминиевых проволок в проводе АС;

$M$  - масса 1 км провода, кг.

Сечения стальной и алюминиевой частей сталеалюминиевого провода соответственно равны:

$$S_c = \frac{\pi d_c^2}{4} N_c; \quad S_A = \frac{\pi d_A^2}{4} N_A; \quad S_{\Sigma} = S_c + S_A.$$

Соотношение сечений стальной и алюминиевой частей:

$$m = S_A / S_c.$$

В зависимости от заданного климатического района определяют:

- максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 м над поверхностью земли (например, в IV-м ветровом районе его принимают равным  $650 \text{ Н/м}^2$ );

- нормативную толщину стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли (во II-м гололедном районе составляет 10 мм);

- наименьшее допустимое расстояние от проводов до поверхности земли для ненаселенной местности, в зависимости от уровня напряжения.

На сооружаемых ВЛ, как правило, применяются унифицированные и типовые опоры для данных климатических условий территории страны, в зависимости от населенной или ненаселенной местности. Паспортные данные опоры должны соответствовать перечисленным в таблице 8.

Строительная высота гирлянды изоляторов  $\lambda$  выбирается в зависимости от уровня напряжения воздушной линии электропередачи и может изменяться в пределах (0,7 ÷ 4,9) м.

Таблица 8

Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 110 кВ

Ном. напряж.	Шифр	Условное обозначение	Марка провода	Толщина стенки гололеда, мм	Длина пролета, м			Расход материалов
					Габаритная	Весового	Ветрового	Стали, кг
110кВ	П110-3	П-1Ц-Ст-С	с АС-120/19 по АС-240/32	5, 10	365-440	155-555	435-445	2558

Расчет удельных механических нагрузок от атмосферных воздействий на фазные провода ВЛ проводится по следующему алгоритму:

- определяется постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$\gamma_1 = \frac{M \cdot g}{S_A + S_C} \cdot 10^{-3}, \frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}, \quad \text{где } g = 9,81 \text{ м/с}^2.$$

- рассчитывается временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений:

$$\gamma_2 = 27,74 \cdot \frac{b \cdot (b + d_n)}{S_A + S_C} \cdot 10^{-3}, \quad \frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2},$$

где:  $b = b_n \cdot k_n^d \cdot k_n^h$  - расчетная толщина стенки гололедного цилиндра на проводе, мм;

$b_n$  - нормативная толщина стенки гололеда;

$k_n^d = \frac{0,83}{\sqrt[4]{0,1d_n}} + 0,17$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие диаметра провода от 10 мм;

$k_n^h = (\lg \sqrt{7h_{\text{цт}}^*})^2$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие высоты расположения приведенного центра тяжести проводов,  $h_{\text{цт}}^*$  от 15 м;

Приведенный центр тяжести проводов,  $h_{\text{цт}}^*$  определяется с учетом расположением проводов на опоре:

$$h_{\text{цт}}^* = \frac{\sum_{i=1}^n (h_{\text{цт}})_i}{n}.$$

Для нижних проводов с учетом стрелы провеса:

$$h_{\text{цт}}^{\text{НЖ}} = h_{\text{г}} + [f]/3, \text{ где}$$

$[f] = H_{\text{тр}}^{\text{НЖ}} - h_{\text{г}} - \lambda$  – наибольшая стрела провисания провода;

$H_{\text{тр}}^{\text{НЖ}}$  – высота траверсы опоры.

Приведенный центр тяжести всех проводов  $h_{\text{цт}}^*$  определяется по формуле:

$$h_{\text{цт}}^* = \frac{n \cdot [h_{\text{цт}}^{\text{НЖ}} + (h_{\text{цт}}^{\text{НЖ}} + \Delta\lambda_1) + (h_{\text{цт}}^{\text{НЖ}} + \Delta\lambda_2)]}{n \cdot 3},$$

где  $\Delta\lambda_1$  – расстояния между нижним проводом и вторым проводом;

$\Delta\lambda_2$  – расстояния между нижним проводом и третьим проводом;

$N$  – количество цепей в ЛЭП.

По вычисленным значениям удельных нагрузок  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$  определяют суммарную вертикальную удельную нагрузку от собственной массы провода и массы гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad \frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

Затем определяют временно действующую горизонтальную нагрузку от давления ветра на провод, свободный от гололеда:

$$\gamma_4 = \alpha \cdot C_x \cdot k_Q^h \cdot \frac{Q_H \cdot d_n}{S_A + S_C} \cdot \sin^2 \varphi \cdot 10^{-3}.$$

При заданном скоростном напоре ветра  $Q_H$ , (Н/м<sup>2</sup>), коэффициент неравномерности распределения скоростного напора по длине ВЛ равен:

$$\alpha = \frac{0,9}{\sqrt[4]{0,01 \cdot Q_H - 1,7}} + 0,1.$$

Значение аэродинамического коэффициента  $C_x$  зависит от  $d_n$  - нормативного диаметра провода марки АС (справочно). Поправочный коэффициент на высоту  $k_Q^h = 1$ , при значении  $h_{\text{цт}}^* < 15$  м при необходимости уточняется по справочнику.

В первом приближении при расчете коэффициента  $\gamma_4$  принимаем, что вектор скорости ветра направлен перпендикулярно проводам, тогда  $\sin \varphi = 1$ .

Временно действующая горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом:

$$\gamma_5 = \alpha \cdot C_x \cdot k_Q^h \cdot \frac{0,25Q_H \cdot (d_n + 2b)}{S_A + S_C} \cdot 10^{-3}, \quad \frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

Результирующая удельная нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad \frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

Завершающим этапом расчета является определение результирующей удельной нагрузки на фазные провода или трос от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{(\gamma_1 + \gamma_2)^2 + \gamma_5^2}, \quad \frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

Сравнение удельных нагрузок с учетом сочетаний массы провода, массы гололеда и давления ветра позволяет выявить наибольшую для данного региона и скорректировать параметры проводов воздушной линии.

Расчёт удельных механических нагрузок на грозозащитные тросы производится аналогичным способом, как и расчёт фазных проводов, конструктивные данные которых, приводятся в *справочниках*. Однако при вычислении приведенного центра тяжести троса  $h_{\text{цт}}^{\text{т}}$  необходимо учитывать высоту подвеса троса, т.е. высоту опоры  $H_{\text{оп}}$ :

$$h_{\text{цт}}^{\text{т}} = H_{\text{оп}} - \frac{2}{3} \cdot [f], \text{ м},$$



т.е. учесть отличие высоты расположения приведенного центра тяжести троса от 15 м.

#### 4.2.1. Расчет однородных (монометаллических) проводов

Исходным условием расчета грозозащитных тросов в нормальных режимах является обеспечение допустимой стрелы провеса при климатических условиях, соответствующих атмосферным перенапряжениям, принимают, что при данных условий **A** для надежной защиты проводов от непосредственного поражения молнией стрела провеса троса должна быть на 0,5 – 1,5 м меньше стрелы провеса провода (0,5 м – пролет 200 – 250 м; 1,5 м – пролет 450 – 500 м).

$$f_{\text{тА}} = f_{\text{прА}} - (0,5 \div 1,5) \text{ м.}$$

Кроме того, расстояние между верхним проводом и грозозащитным тросом в середине пролета в нормальном режиме работы линии должно быть не менее следующих значений (высота между проводом и тросом):

$$h_{\text{тр-пр}} = 4 + 0,015(l - 200) \text{ при } 200 \text{ м} < l < 1000 \text{ м;}$$

$$h_{\text{тр-пр}} = 16 + 0,01(l - 1000) \text{ при } 1000 \text{ м} < l < 1500 \text{ м;}$$

По стреле провеса троса определяется его механическое напряжение при климатических условиях соответствующих атмосферным перенапряжениям:

$$\sigma_{\text{тА}} = \gamma_{1\text{т}} \cdot \frac{l^2}{8 \cdot f_{\text{тА}}},$$

где,  $\gamma_{1\text{т}}$  – удельная нагрузка троса от его собственной массы,  $\frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$ ;

$l$  – длина пролета, м;

$f_{\text{тА}}$  – стрела провеса троса для условий **A**, м.

По найденному значению механического напряжения троса  $\sigma_{\text{тА}}$  и по уравнению состояния записанного для троса, определяется напряжение троса при любых климатических условиях:

$$A_T = \sigma_{TA} - \frac{\gamma_{1T}^2 \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{TA}^2 \cdot E} + \alpha + E_T \cdot (\vartheta_A - \vartheta_n).$$

Температура воздуха при атмосферных перенапряжениях принимается равной 15°C.

Климатические условия для проверки на прочность стального грозозащитного троса устанавливается путем расчета 3-его критического пролета:

$$l_{кр3 \text{ т}} = 121 \cdot \sqrt{\frac{75 + (\vartheta_T + \vartheta_{сг})}{\left(\frac{\gamma_{НБТ}}{\gamma_{1T}}\right)^2 - 2,04}}.$$

Если  $l < l_{кр3}$ , то уравнение состояния троса рассчитывается при средних эксплуатационных условиях и сравнивается с соответствующим дополнительным уравнением. Если  $l > l_{кр3}$ , то расчет троса ведется по наибольшей механической нагрузке.

Цель механического расчета провода – выявить условия, обеспечивающие создание в них необходимого запаса прочности. Поэтому допустимое напряжение в проводе принимается значительно меньше его предельного сопротивления при разрыве, т.е.

$$\sigma_{доп} \leq \sigma_n / n,$$

где  $n$  – коэффициент запаса прочности провода.

В ГОСТ 839-74 «Провода неизолированные для линий электропередачи» для всех марок и конструкций проводов даны разрывные усилия провода в кгс. На основании этих данных предельное сопротивление при разрыве для любого провода определится из формулы:

$$\sigma_n = R/F,$$

где  $R$  – разрывное усилие провода, кгс;  $F$  – фактическая суммарная площадь сечения проволок, составляющих провод, мм<sup>2</sup>.

Кроме расчета проводов по максимально допустимому напряжению  $\sigma_{доп}$  рассчитывают напряжение в них при среднегодовой эксплуатационной температуре  $\vartheta_3$  и отсутствии внешних нагрузок. Это напряжение,

обозначаемое через  $\sigma_3$ , значительно меньше  $\sigma_{\text{доп}}$ . Ограничение напряжения в проводе до значения  $\sigma_3$  при среднегодовой температуре служит для предотвращения преждевременного износа провода от усталости из-за вибраций в нем.

Для определения величины  $\sigma_3$  в уравнение состояния провода в пролете в качестве исходных условий (т.е. величин с индексом  $m$ ) принимают условия, отвечающие максимальному напряжению провода ( $\sigma_{\text{мин}}$  или  $\vartheta_r$ ), и затем определяют  $\sigma_3$  при подстановке в уравнение соответствующих этому условию значений  $\gamma_1$  и  $\vartheta_3$  (вместо  $\gamma$  и  $\vartheta$ ).

Таким образом, провода (монометаллические и комбинированные) рассчитывают для следующих условий:

- наибольшей внешней нагрузки;
- низшей температуры при отсутствии внешних нагрузок;
- среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок.

#### **4.2.2. Тяжение по проводам и грозозащитным тросам при их разрывах**

При обрыве провода (проводов) линии в одном из промежуточных пролетов снижается тяжение и напряжение в проводе той же фазы в неповрежденных промежуточных пролетах. При этом делается расчет приближения проводов к поверхности земли и усилий, воспринимаемых промежуточными опорами.

Наибольшее тяжение создается в проводе в промежуточном пролете примыкающем к анкерной опоре. Этот режим является расчетным для промежуточной опоры ограничивающей аварийный пролет.

При прохождении трассы ВЛ по населенной местности является обязательным обеспечение нормируемого приближения к землепровисных необорванных проводов. Для этих целей сокращается длина промежуточных пролетов, либо промежуточные опоры заменяются анкерными облегченными. Опоры до 1 кВ не рассчитываются по нагрузкам в аварийном режиме, для опор выше 1 кВ нормативное тяжение по проводам воспринимаемое промежуточной опорой определяется следующим образом:

- по таблице ПУЭ при креплении проводов в глухих зажимах;

- по паспортным данным зажимов при креплении проводов в зажимах с ограниченной прочностью заделки;
- принимается равным 1,5 кН для крепления проводов к штыревым изоляторам;
- рассчитывается на основе специальных методик.

При обрыве молниезащитного троса в одном из промежуточных пролетов тяжение по проводу в соседнем пролете определяется по следующей формуле:

$$0,5 \cdot T_{\text{ТНБ}} = 0,5 \cdot \sigma_{\text{ТНБ}} \cdot F_{\text{Т}}$$

$T_{\text{ТНБ}}$  – наибольшее тяжение троса;

$\sigma_{\text{ТНБ}}$  – наибольшее напряжение троса;

$F_{\text{Т}}$  – поперечное сечение троса.

### Контрольные вопросы

1. Как сформулировать условия равновесия отрезка провода, закрепленного в двух точках?
2. Что означает понятие «стрела провеса провода»?
3. Почему длина провода в пролете отличается от длины пролета воздушной линии электропередачи?
4. Как определяется наибольшая величина напряжения в материале провода воздушной линии электропередачи?
5. Какие факторы определяют появление максимального напряжения в материале провода ВЛ?
6. Как зависит увеличение тяжения по проводу от действия гололеда и ветрового напора?
7. Как зависит величина напряжения в материале провода от погодных условий и длины пролета ВЛ?
8. Как определяется длина критического пролета ВЛ?
9. В чем суть трех критических пролетов ВЛ?
10. В чем отличие условий выбора длины критического пролета ВЛ?
11. Какие исходные условия при расчете проводов на механическую прочность принимаются за начальные?

12. При каких условиях стрела провеса провода достигает максимального значения?
13. В чем смысл понятия «критическая температура»?
14. Как зависит длина провода в пролете от разности высот крепления на смежных опорах?
15. Как определяется удельная механическая нагрузка на фазные провода от постоянно действующей нагрузки от собственной массы провода?
16. Как определяется удельная механическая нагрузка на фазные провода от временно действующей нагрузки от гололедных отложений?
17. Как определить приведенный центр тяжести проводов при известном расположении проводов на опоре?
18. Как определяется результирующая удельная нагрузка на фазные провода от массы провода, массы гололеда и давления ветра?
19. В чем особенности расчета однородных проводов для заданных климатических условий?
20. Как распределяется тяжение по проводу в анкерном пролете при его обрыве?

## **5. Рекомендации ПАО «Россети» по выполнению и эксплуатации ВЛ**

В соответствии с рекомендациями ПАО «Россети» о единой технической политике при проектировании, сооружении и эксплуатации воздушных линий электропередачи необходимо:

- для ВЛ 35 – 220 кВ преимущественно применять унифицированные конструкции опор и фундаментов, модифицированные и адаптированные в соответствии с требованиями действующих нормативных документов;

- при проектировании ВЛ 35 – 220 кВ, проходящих в сложных климатических условиях, в особых условиях (горная, болотистая местность, вечномёрзлые грунты, солончаки, районы Крайнего Севера), а также ВЛ 330 кВ и выше рекомендуется применять индивидуальное проектирование опор и фундаментов с целью обеспечения требуемой устойчивости элементов ВЛ к внешним воздействиям (атмосферная и грунтовая коррозия), экономической эффективности строительства и эксплуатации, в том числе, устройство заземлителей опор, обеспечивающих нормативную грозоупор-

ность ВЛ в районах с плохопроводящими грунтами (с учетом результатов инженерных изысканий). При этом следует применять технические решения, обеспечивающие их повышенную надежность, минимизацию затрат при эксплуатации;

- при проектировании пересечений вновь сооружаемых и реконструируемых ВЛ 220 – 500 кВ с автомобильными дорогами всех категорий минимальные габаритные расстояния по вертикали от фазных проводов ВЛ до полотна пересекаемых автомобильных дорог следует принимать не менее 12 м для расчетных условий, предусмотренных соответствующим разделом действующей редакции ПУЭ;

- при проектировании ВЛ 110 кВ и выше, проходящих в местности, характеризующейся частой и интенсивной «пляской» проводов следует рассматривать применение одноцепных ВЛ с горизонтальным расположением фаз и ограничителей перенапряжений (ОПН) вместо грозозащитного троса, пониженное (до 25% от разрывного усилия) тяжение проводов и тросов, с одновременным уменьшением длин пролетов ВЛ;

- на ВЛ, проходящих в городах и районах с высоким риском вандализма, в качестве промежуточных рекомендуется применять свободностоящие опоры, в том числе многогранные, железобетонные секционированные и композитные;

- для ВЛ 110 кВ и выше, трасса которых проходит по местности, характеризующейся частыми низовыми или торфяными пожарами, следует применять опоры с увеличенной высотой подвеса провода (при соответствующем экономическом обосновании), относительно требований таблиц 2.5.20 и 2.5.22 ПУЭ. Материал опор ВЛ 0,4 – 35 кВ (деревянные, железобетонные, металлические, композитные) должен выбираться в зависимости от местности, условий и способа монтажа на основании технико-экономических обоснований с учётом минимизации последствий воздействия пожаров в охранной зоне ВЛ;

- для ВЛ 6 – 35 кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по населенной местности, по лесным массивам рекомендуется применение проводов с защитной изолирующей оболочкой;

- применение конструкций опор в населенной местности, характеризующихся повышенной надёжностью, долговечностью, защищённостью от воздействия третьих лиц;

- для ВЛ от 6 до 110 кВ включительно, проходящих в местности, характеризующейся интенсивным гололёдообразованием, налипанием снега,

частой и интенсивной пляской проводов с целью снижения ущерба от «каскадных» повреждений рассматривать применение уменьшенных длин анкерных пролётов (до 1 км) и использование конструкций опор в том числе и изготовленных из композитных материалов, проводов, грозозащитных тросов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью.

При проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, оснащенных средствами поперечной компенсации реактивной мощности, должны выполняться расчеты режимов работы при отключении ЛЭП после неуспешного АПВ или неуспешного включения ЛЭП от ключа управления. Цель расчетов - определение возможности возникновения аperiodической составляющей тока в неповрежденных фазах при несимметричных КЗ. В случае возникновения аperiodической составляющей – оценка ее доли в суммарном токе холостого хода линии и, в случае необходимости, разработка системных технических решений по ее минимизации или исключению, а также требований к выключателям для обеспечения успешного отключения ЛЭП.

При строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ВЛ необходимо применять современные технологии:

- монтаж проводов и грозозащитных тросов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений и загрязнения провода или троса;

- при необходимости увеличения пропускной способности без строительства новой ВЛ – замена сталеалюминевых проводов на провода с повышенной пропускной способностью, в том числе и *высокотемпературные*;

- применение, как правило, защиты опор от коррозии методом горячего цинкования. Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия; применение быстромонтируемой арматуры, в том числе, – спиральной и клиносочленённой.

На магистралях электрических сетей 6 – 20 кВ и ниже, сооружаемых с ответвлениями, – должна применяться, как правило, штыревая изоляция, без ответвлений – подвесная изоляция.

При проектировании сетей напряжением 0,4 кВ следует воздушные сети выполнять только с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) одного сечения по всей длине линии с использованием (при

наличии возможности) опор линий электропередачи напряжением 6 – 20 кВ для совместной подвески с СИП на напряжении 0,4 кВ.

Срок эксплуатации опор ВЛ 220 и выше должен составлять не менее 50 лет. Срок эксплуатации опор ВЛ 0,4 – 20 кВ должен составлять не менее 40 лет. Срок эксплуатации опор ВЛ 35 – 110 кВ должен составлять не менее 50 лет.

Условия применения фундаментов опор ВЛ определяются проектной документацией с учетом требований действующих нормативов в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий) в местах их установки. При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов, при этом должны применяться:

- унифицированные сборные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные, поверхностные);
- монолитные железобетонные фундаменты свайные железобетонные и металлические фундаменты (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буроопускные сваи).

Способ закрепления в грунте опор ВЛ 0,4 – 20 кВ должен быть унифицирован.

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6 – 20 кВ посредством:

- автоматического ввода резерва;
- секционирования ВЛ;
- организации систем автоматического повторного включения как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пункта ВЛ;
- отключения ответвлений ВЛ;
- оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ, в том числе индикаторами неисправности;
- организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в том числе их температуры нагрева.

Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на маги-



стральных линиях 6 – 20 кВ, а также на протяженных ответвлениях ВЛ при наличии технико-экономического обоснования.

Присоединения ВЛ напряжением 6 – 20 кВ должны быть оснащены устройствами однократного или двукратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

Для секционирования магистральных линий 6 – 35 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры), с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений.

С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети, все системы автоматизации должны работать с возможностью передачи информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии оборудования, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

Вновь сооружаемые, реконструируемые и эксплуатируемые ВЛ, проходящие в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и выше (IV район по гололеду и выше), а также с частыми образованиями гололеда и изморозевых отложений в сочетании с сильными ветрами, в районах с частой и интенсивной пляской проводов, необходимо оснащать (преимущественно) управляемыми установками плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах постоянным током. Допускается отказ от плавки гололеда и сооружение ВЛ в гололедоупорном исполнении при соответствующем обосновании. Рекомендуется рассматривать вопросы защиты ВЛ от гололедно-ветровых воздействий комплексно с вопросами грозозащиты таких ВЛ.

Управляемые установки плавки гололеда должны иметь возможность самотестирования с выдачей информации в АСУ ТП подстанций и реализовать плавку гололеда таким образом, чтобы в каждой схеме, она обеспечивалась за время, не превышающее одного часа.

Применение автоматизированных систем раннего обнаружения гололедообразования (АИСКГН) и распределенного контроля температуры оптического волокна при плавке гололеда на грозозащитном тросе со

встроенным оптико-волоконным кабелем (СРКТОВ) и непосредственного контроля температуры провода при плавке гололеда.

На ВЛ или участках ВЛ, проходящих в особых районах по гололеду:

- должны применяться стеклянные изолирующие подвески; при соответствующих обоснованиях допускается установка двойных параллельных гирлянд;
- должны применяться провода современных конструкций, обладающие повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям.
- грозозащита должна выполняться линейными ОПН (при отсутствии грозозащитного троса со встроенным оптико-волоконным кабелем);
- должны применяться, как правило, полимерные междуфазные распорки;
- рекомендуемое применение устройств, предотвращающих закручивания проводов, а также устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега.

Для ВЛ 6 – 110 кВ:

- в районах с частым образованием гололёда в особых гололёдных районах, а также с высокими ветровыми нагрузками необходимо рассматривать альтернативную возможность строительства кабельных линий;
- для предотвращения «каскадных» разрушений сокращать длину анкерных пролётов и делать участки ВЛ с опорами из композитных материалов;
- применять опоры и провода с повышенной механической прочностью;
- применять специальные типы проводов с высокими антигололёдными характеристиками;
- применять плавку гололёда при соответствующем технико-экономическом обосновании;
- применять различные системы мониторинга температуры проводов, образования и развития гололёда с передачей информации и интеграцией в систему АСТУ (при обосновании).

## **Контрольные вопросы**

1. В чем суть требований к ВЛ проектируемых для сложных климатических условий?

2. В каком случае следует применять одноцепные ВЛ 110 кВ без грозозащитного троса?
3. В каком случае следует применять ВЛ 110 кВ и выше с с увеличенной высотой подвеса фазных проводов?
4. В каких случаях следует применять ВЛ 6 – 110 кВ с изолированными фазными проводами?
5. Заменой каких элементов ВЛ при реконструкции можно увеличить её пропускную способность?
6. Какие факторы следует учитывать при выборе опор и фундаментов воздушных линий электропередачи?
7. Как повысить надежность электроснабжения и оптимизировать режимы работы сетей 6 – 20 кВ?
8. В каких случаях следует применять управляемые установки плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах постоянным током?

## 6. Схемы замещения воздушных линий электропередачи

### 6.1. Математические модели линии

В установившемся режиме для нахождения взаимосвязи между параметрами режима в начале и конце линии обычно используют **уравнения длинной линии**

$$\dot{U}_x = \dot{U}_2 \cdot \operatorname{ch} \underline{\gamma} l + \sqrt{3} \cdot \dot{I}_2 \cdot \underline{Z}_B \cdot \operatorname{sh} \underline{\gamma} l,$$

$$\dot{I}_x = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\operatorname{sh} \underline{\gamma} l}{\underline{Z}_B} + \dot{I}_2 \cdot \operatorname{ch} \underline{\gamma} l,$$

где  $\dot{U}_x$  и  $\dot{I}_x$  - соответственно линейное напряжение и фазный ток в точке  $x$  линии, удаленной на расстояние  $l$  от её конца;

$\dot{U}_2$  и  $\dot{I}_2$  – аналогичные напряжение и ток в конце линии длиной  $L$ ;

$\underline{Z}_B = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}}$  – волновое сопротивление линии;

$\underline{Z}_0 = r_0 + j\omega L_0$ ,  $\underline{Y}_0 = g_0 + j\omega C_0$  – комплексные сопротивление проводимости единицы длины линии соответственно.

Уравнения длинной линии можно использовать при следующих допущениях:

- трехфазная линия электропередачи представляет собой линейную симметричную электрическую цепь;
- тройки фазных векторов токов и напряжений образуют симметричные системы и являются строго синусоидальными функциями времени.

Допущение о линейности цепи предполагает, что ее параметры принимаются постоянными, не зависящими от параметров режима. В реальной линии, например, активное сопротивление зависит от протекающего по линии тока, а активная проводимость – от напряжения.

Допущение о симметричности цепи предполагает, что параметры различных фаз одинаковы, но большинство реальных линий сооружается с таким взаимным расположением проводов, которому соответствует различие параметров фаз. (для выравнивания параметров фаз – транспозиция проводов)

Допущения о синусоидальности кривых мгновенных значений токов и напряжений фаз, по существу, предполагает отсутствие в электрической системе элементов, являющихся источниками высших гармоник, а также идеальную синусоидальность ЭДС синхронных генераторов, что в действительности не имеет места или в должной мере не обеспечивается.

Введение перечисленных допущений отвечает вполне определенной идеализации реальной линии электропередачи. Однако мероприятия, осуществляемые в электрических системах по ограничению степени несимметрии и несинусоидальности в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 13109 – 97 по обеспечению качества электроэнергии, приводят к тому, что обусловленная принятыми допущениями степень идеализации линии, как элемента реальной электрической системы оказывается приемлемой не только для качественного, но и для количественного анализа, позволяя адекватно отразить ее свойства как в нормальных, так и в послеаварийных установившихся режимах, не связанных с пофазным отключением элементов системы.

В большинстве случаев устанавливается соотношение параметров режима линии по концам электропередачи. При этом полагая  $l = L$ , получим выражения для расчета параметров режима начала линии:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cdot \operatorname{ch} \underline{\gamma} l + \sqrt{3} \cdot \dot{i}_2 \cdot \underline{Z}_B \cdot \operatorname{sh} \underline{\gamma} l,$$

$$\dot{i}_1 = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\text{sh } \underline{\gamma}l}{\underline{Z}_B} + \dot{i}_2 \cdot \text{ch } \underline{\gamma}l,$$

При качественном анализе пренебрегают активным сопротивлением и проводимостью и рассматривают «линию без потерь». При этом волновое сопротивление является вещественным числом, а коэффициенты – затухания равен нулю и распространения электромагнитной волны – чисто мнимое число.

При этом «уравнения длинной линии» упрощаются благодаря исключению гиперболических функций с учетом соотношений:

$$\text{sh } \underline{\gamma}l = \text{sh } j\beta L = j \sin \beta L \quad \text{и} \quad \text{ch } \underline{\gamma}l = \text{ch } j\beta L = \cos \beta L,$$

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cdot \cos \beta L, + j\sqrt{3} \cdot \dot{i}_2 \cdot \underline{Z}_B \cdot \sin \beta L ,$$

$$\dot{i}_1 = j \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sin \beta L}{\underline{Z}_B} + \dot{i}_2 \cdot \cos \beta L,$$

В общем случае линии электропередачи рассматриваются как линии с равномерно распределенными по её длине параметрами. В инженерных расчетах для воздушных линий электропередачи (ЛЭП) длиной менее 300 – 350 км обычно используют упрощенные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами. При этом погрешности электрического расчета линии практически зависят только от её длины. Выбор схемы замещения линии электропередачи определяется сложностью системы электроснабжения. При расчетах сложных систем электроснабжения на ЭВМ целесообразно использовать П-образную схему замещения с целью упрощения расчетов. Схемы замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами приведены на рис. 26.

В схемах замещения выделяют продольные элементы – сопротивления линии электропередачи:  $\underline{Z} = R + jX$  и поперечные элементы – проводимости:  $\underline{Y} = G + jB$ . Значения указанных параметров для ЛЭП определяются по общему выражению  $\Pi = \Pi_0 L$ , где  $\Pi_0 \{R_0, X_0, g_0, b_0\}$  - значение продольного или поперечного параметра, отнесенного к 1 км линии;  $L$  - протяженность линии электропередачи (погонные параметры).

В частных случаях, в зависимости от исполнения ЛЭП и класса напряжения, используют только доминирующие (наиболее характерные) параметры, в зависимости от их физического проявления.

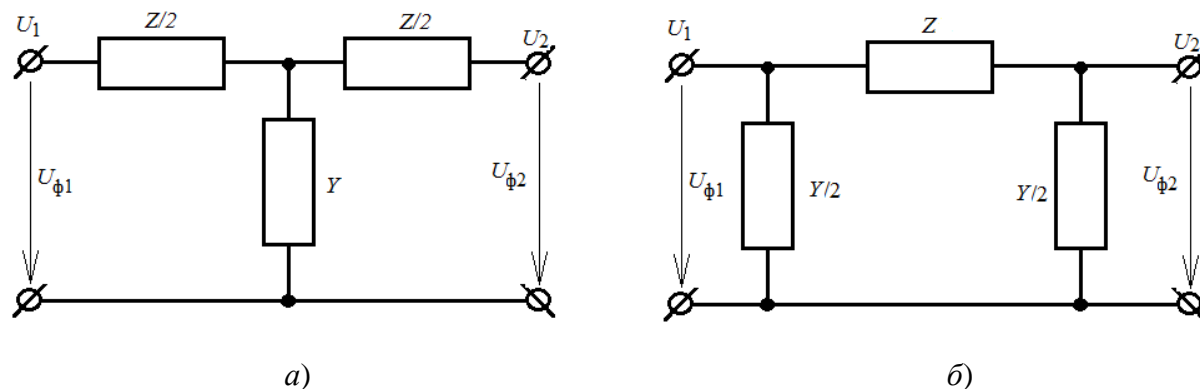


Рис. 26. Схемы замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами:

- Т – образная (а) и П – образная (б)

Активное сопротивление обуславливает тепловые потери и зависит от материала токоведущих проводников и их сечения. Для ЛЭП с проводами небольшого сечения из цветных металлов активное сопротивление принимают равным омическому, поскольку погрешности от неучета поверхностного эффекта на промышленной частоте в этом случае не превышают 1 %. Для ЛЭП с сечением проводов более  $500 \text{ мм}^2$  явление поверхностного эффекта на промышленной частоте значительно и его влияние необходимо учитывать.

Километрическое или погонное активное сопротивление (Ом/км) определяется по формуле

$$R_0 = \rho/S,$$

где  $\rho$  - удельное активное сопротивление металла провода,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ . Для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять  $\rho = 29,5 \div 31,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ , для меди  $\rho = 18,0 \div 19,0 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ ;  $S$  – сечение фазного провода (жилы),  $\text{мм}^2$ .

Необходимо помнить, что активное сопротивление зависит также от температуры провода, которая определяется температурой окружающей среды, скоростью ветра и значением протекающего по проводу силы тока.

Зависимость активного сопротивления от температуры провода  $t$  определяется соотношением

$$R_0^t = R_0^{20} [1 + \alpha(t - 20^\circ\text{C})],$$

где  $R_0^{20}$  – нормативное значение сопротивления  $R_0$  – рассчитывается по соотношению  $R_0 = \rho/S$  при температуре проводника  $t = 20^\circ\text{C}$ ;

$\alpha$  – температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/град (для медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов:

$\alpha = 0,00403$ , для стальных –  $\alpha = 0,00455$ ).

Индуктивное сопротивление проводника  $X$  обусловлено магнитным полем, возникающим внутри и вокруг проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции

$$e_L = -\frac{d\psi}{dt} = -L \frac{di}{dt},$$

направленная в соответствии с принципом Ленца, противоположно ЭДС источника. Индуктивное сопротивление проводника  $X$  зависит от частоты тока  $\omega = 2\pi f$  и индуктивности фазы  $L$

$$X = 2\pi fL = \omega L.$$

Индуктивное сопротивление фаз многофазных ЛЭП зависит также от взаимного расположения фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимоиндукции, значение которой в каждой фазе зависит от конструкции ЛЭП. Например, при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника результирующая противодействующая ЭДС во всех фазах одинакова и одинаковы пропорциональные ей индуктивные сопротивления фаз. При горизонтальном расположении фазных проводов потокоцепление фаз неодинаково, поэтому индуктивные сопротивления фазных проводов различны. Для достижения симметрии (одинаковости) параметров фаз ЛЭП высоких напряжений (500 кВ и выше) на специальных опорах выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов.

Индуктивное сопротивление, Ом/км, отнесенное к 1 км линии, на частоте тока 50 Гц и циклической частоте  $\omega = 2\pi f = 314 \text{ рад/с}$ , проводов из цветных металлов (магнитная проницаемость  $\mu = 1$ ) определяется по эмпирической формуле как сумма внешнего  $\dot{X}_0$  и внутреннего  $\dot{X}'_0$  индук-

тивных сопротивлений. Внешнее индуктивное сопротивление определяется внешним магнитным потоком, образованным вокруг проводов и значениями величин  $D_{cp}$  и  $r_{np}$ . Внутреннее индуктивное сопротивление определяется внутренним потоком, замыкающимся в проводах.

$$X_0 = \dot{X}_0 + \ddot{X}_0 = \omega \cdot \left( 0,46 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,05\mu \right) \cdot 10^{-3},$$

где  $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12}D_{13}D_{23}}$  - среднегеометрическое расстояние между фазными проводами (жилами), м;

$$r_{np} = (1,15 \div 1,2) \sqrt{\frac{S+S_{ст}}{\pi}} - \text{радиус многопроволочных проводов, м;}$$

$S_{ст}$  – сечение стальной части провода;

$S$  – суммарная площадь сечения токоведущей части многопроволочного провода;

$\mu$  – магнитная проницаемость материала, Гн/м.

При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимоиндукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления ЛЭП. Особенно заметно снижение индуктивного сопротивления (в 3 – 5 раз) в кабельных линиях. Разработаны компактные воздушные линии высокого и сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности со сближенными фазами с использованием эффекта взаимного влияния цепей и сниженным на 25 – 30 % индуктивным сопротивлением.

Из изложенного выше следует, что активное сопротивление линии электропередачи зависит от материала, сечения и температуры провода. Зависимость  $R_0 = f(S)$  обратно пропорциональна сечению провода, ярко выражена при малых сечениях, когда  $R_0$  имеет большие значения, и мало заметна при больших сечениях проводов. Индуктивное сопротивление ЛЭП определяется исполнением линии, конструкцией фазы и практически не зависит от сечения проводов (значение  $\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} \approx const$ ).

Емкостная проводимость обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землей. В практических расчетах рабочую емкость трехфазной воздушной линии (ВЛ) с одним проводом в фазе на единицу длины, Ф/км, определяют по формуле



$$C_0 = 0,024 \cdot \left( \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}}} \right)^{-1} \cdot 10^{-6}.$$

Аналогично определяется емкостная проводимость воздушной линии электропередачи, См/км

$$b_0 = \omega C_0 = 7,78 \cdot 10^{-6} \cdot \left( \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}}} \right)^{-1}.$$

Под действием приложенного напряжения через емкости линий электропередачи протекают емкостные (зарядные) токи. Расчетное значение емкостной силы тока на единицу длины, кА/км

$$I_{c0} = U_{\phi} b_0 = U b_0 / \sqrt{3}.$$

Зарядная мощность линии электропередачи, обусловленная током  $I_{c0}$ , зависит от напряжения в каждой точке линии

$$Q_{c0} = 3U_{\phi} I_{c0} = 3U_{\phi}^2 b_0 = U^2 b_0.$$

Значение зарядной мощности для всей ЛЭП определяется через действительные (расчетные) напряжения начала и конца линии, Мвар:

$$Q_c = 0,5(U_1^2 + U_2^2)b_0L = 0,5(U_1^2 + U_2^2)B_c.$$

Зарядную мощность также можно приближенно определить по номинальному напряжению линии:

$$Q_c \approx B_c U_{\text{ном}}^2,$$

где  $B_c$  – емкостная проводимость ЛЭП, См;

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

ЛЭП с поперечной емкостной проводимостью, потребляющая из сети опережающий напряжение емкостной ток, следует рассматривать как источник реактивной (емкостной) мощности (зарядной мощности). Зарядная мощность уменьшает индуктивную составляющую нагрузки, переда-

ваемую по линии к потребителю. Поэтому в схемах замещения ВЛ, начиная с номинального напряжения 110 кВ, следует учитывать поперечные ветви (шунты) в виде емкостных проводимостей  $B_c$  или реактивную мощность  $Q_c$ .

Для фаз ЛЭП напряжением 35 – 220 кВ выполненных одиночными проводами индуктивное сопротивление изменяется в узких пределах:  $X_0 = (0,4 \div 0,44) \text{ Ом/км}$ , а емкостная проводимость находится в пределах  $b_0 = (2,6 \div 2,8) 10^{-6} \text{ См/км}$ .

Среднее значение зарядной мощности на 100 км для ВЛ напряжением 110 кВ составляет около 3,5 Мвар, для ВЛ 220 кВ – 13,5 Мвар, для ВЛ 500 кВ – 95 Мвар.

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности  $\Delta P_k$  из-за несовершенства изоляции (утечки по поверхности изоляторов, токов проводимости в материале изолятора) и ионизации воздуха вокруг проводника вследствие коронного разряда. Удельная проводимость определяется по общей формуле для шунта, См/км

$$g_0 = \frac{\Delta P_k \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Доминирующими являются потери на коронирование, которые возникают только при достижении критической напряженности электрического поля у поверхности провода, кВ/см, определяемой по формуле:

$$E = 0,345 \cdot U \cdot \left( r \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \right)^{-1}.$$

Значение критической напряженности составляет 17 – 19 кВ/см, что возможно только для ВЛ напряжением 110 кВ и выше. Для снижения потерь на корону до экономически приемлемого уровня ПУЭ установлены минимальные сечения (диаметры) проводов. Например, для ВЛ напряжением 110 кВ – АС 70 (11,8 мм), для ВЛ 220 кВ – АС 240 (21,6 мм).

## 6.2. Схемы замещения ВЛ для расчетов симметричных режимов

При расчете симметричных установившихся режимов электроэнергетической системы схему замещения составляют для одной фазы, т.е. продольные параметры воздушной линии, полные комплексные сопротив-

ления  $\underline{Z} = R + jX$  изображают и вычисляют для одного фазного провода (жила), а при расщеплении фазы – с учетом проводов в фазе и эквивалентного радиуса (диаметра) фазной конструкции ВЛ.

Емкостная проводимость  $B_c$  учитывает проводимости (емкости) между фазами, между фазами и землей и отражает генерацию зарядной мощности всей трехфазной конструкции в начале и конце линии:

$$Q_{c1} = 0,5B_c U_1^2 \quad \text{и} \quad Q_{c2} = 0,5B_c U_2^2.$$

Активная проводимость линии  $G$ , изображаемая в виде шунта между фазой (жилой) и точкой нулевого потенциала схемы (землей), включает суммарные потери активной мощности на корону (или в изоляции) трех фаз в начале и в конце линии:

$$\Delta P_{k1} = 0,5G U_1^2 \quad \text{и} \quad \Delta P_{k2} = 0,5G U_2^2.$$

Поперечные проводимости (шунты)  $\underline{Y} = G + jB$  в схемах замещения можно не изображать, а заменять мощностями этих шунтов. Например, вместо активной проводимости показывают потери активной мощности в начале передачи

$$\Delta P_{k1} = \Delta P_{k2} = 0,5\Delta P_k^0 \cdot L,$$

или в изоляции кабельной линии

$$\Delta P_{из1} = \Delta P_{из2} = 0,5g_0 L \cdot \text{tg}\delta,$$

где  $L$  – длина линии электропередачи.

Взамен емкостной проводимости указывают генерацию зарядной мощности

$$Q_{c1} = Q_{c2} = 0,5B_c U_{\text{ном}}^2.$$

Указанный учет поперечных ветвей ЛЭП нагрузками упрощает оценку электрических режимов, выполняемых вручную, поэтому такие схемы замещения называют расчетными. Схемы замещения воздушных линий электропередачи различных классов напряжения, в том числе с моделированием поперечных ветвей ЛЭП нагрузками показаны на рис. 27.

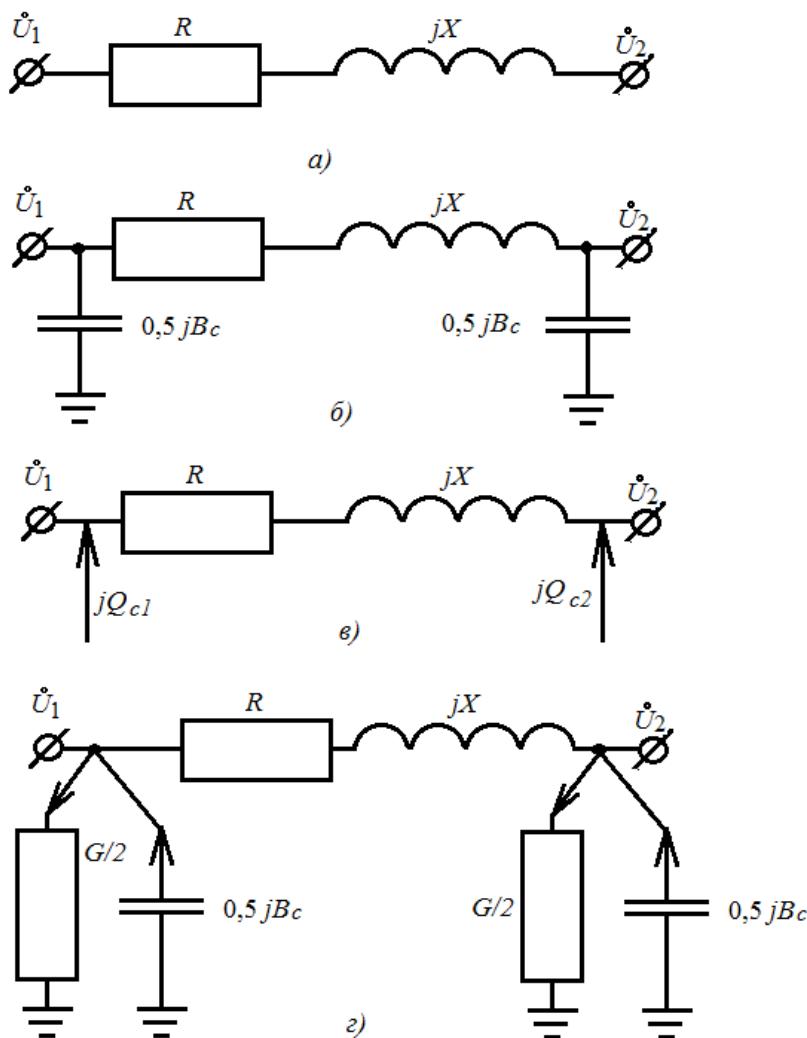


Рис. 27. Схемы замещения воздушных линий электропередачи: а) – ВЛ напряжением 0,38 – 35 кВ; б) – ВЛ напряжением 110 – 220 кВ с емкостными проводимостями; в) – ВЛ напряжением 110 – 220 кВ с зарядной мощностью вместо проводимостей; г) – ВЛ напряжением 330 (220) – 500 кВ с поперечными проводимостями.

Для линий до 220 кВ при определенных условиях можно не учитывать те или иные параметры, если их влияние на работу сети не существенно. В ВЛ

напряжением до 220 кВ потери на корону незначительны, поэтому в расчете электрических режимов ими пренебрегают и соответственно принимают нулю активную проводимость.

Необходимость учета емкости и зарядной мощности линии зависит от соизмеряемости зарядной и нагрузочной мощности. В сетях до 35 кВ зарядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных, поэтому в КЛ емкостную проводимость учитывают при напряжениях 20 и 35 кВ, а в воздушных линиях электропередачи ею можно пренебречь.

### 6.3. Схемы замещения ВЛ для расчетов несимметричных режимов

Токи нулевой последовательности воздушной линии возвращаются через землю и по заземленным цепям, расположенным параллельно длинной линии (защитные тросы, рельсовые пути вдоль линии и пр.). Точное

токораспределение в земле в общем виде представляет весьма сложную задачу, поскольку распределение тока в земле выражается сложной закономерностью, аналогичной закономерности распределения тока в массивных проводниках. При этом плотность тока в земле наибольшая под проводом, как это показано на рис. 28.

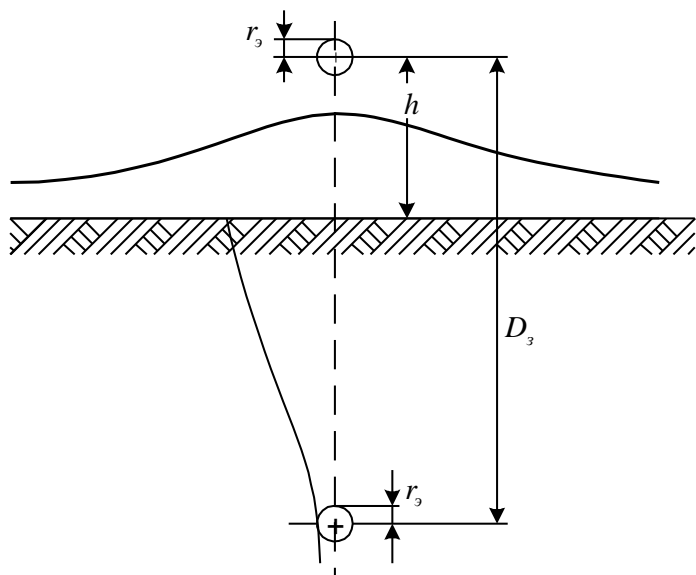


Рис. 28. Однородная линия «провод – земля».

Индуктивность линии «провод-земля», как показано Карсоном, может быть определена как индуктивность двухпроводной линии с расстоянием между проводниками  $D_3$ . Это расстояние называется эквивалентной глубиной

возврата тока через землю и определяется по формуле Карсона, в метрах:

$$D_3 = \frac{2,085}{\sqrt{f \cdot \lambda \cdot 10^{-9}}} \cdot 10^{-3},$$

где  $f$  – частота тока, Гц;

$\lambda$  – удельная проводимость земли,  $\frac{1}{\text{Ом}\cdot\text{см}}$ .

На частоте 50 Гц и среднем значении удельной проводимости земли  $\lambda = 10^{-4} \frac{1}{\text{Ом}\cdot\text{см}}$ , получим  $D_3 = 935$  м. При отсутствии данных о проводимости земли обычно принимают  $D_3 = 1000$  м. Тогда значение индуктивности линии «провод-земля» для токов нулевой последовательности

$$X_{L0} = 0,145 \lg \frac{D_3}{r_3}, \quad \text{Ом/км},$$

где  $r_3$  – эквивалентный радиус провода, значения которого составляют:

- для витых медных проводников в зависимости от числа прядей:

$$r_3 = (0,724 \div 0,771)r;$$

- для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов марок А, АС, АСО, АСУ значение эквивалентного радиуса провода определяется с учетом соотношения:

$$r_3 = 0,95r,$$

где  $r$  – истинный радиус провода.

Для линии с расщепленными проводами вместо  $r_3$  берут средний геометрический радиус системы проводов одной фазы:

$$r_{\text{ср}} = \sqrt[n]{r_3 a_{\text{ср}}^{n-1}},$$

где  $n$  – число проводов в фазе;  $a_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами одной фазы.

Активное сопротивление линии «провод – земля» складывается из активного сопротивления провода  $r_{\text{п}}$  и дополнительного сопротивления  $r_3$ , учитывающего потери активной мощности в земле от протекающего в ней тока:

$$r = r_{\text{п}} + r_3; \quad r_3 = \pi^2 f \cdot 10^{-4} \text{ Ом/км},$$

которое при  $f = 50$  Гц дает  $r_3 = 0,05 \text{ Ом/км}$ , что свидетельствует о практическом постоянстве потерь активной мощности в земле при заданной частоте.

Сопротивление, обусловленное взаимоиנדукцией между двумя параллельными линиями «провод-земля» с расстоянием  $d \ll D_3$  между осями их проводов:

$$\underline{Z}_M = 0,05 + j0,145 \lg \frac{D_3}{d}, \quad \text{Ом/км}.$$

После преобразований получим выражение для расчета сопротивления нулевой последовательности:

$$Z_0 = r_{\text{п}} + 0,15 + j0,435 \lg \frac{D_3}{R_{\text{ср}}}, \quad \text{Ом/км},$$

где  $R_{\text{ср}} = \sqrt[3]{r_{\text{э}} \cdot D_{\text{ср}}^2}$  – средний геометрический радиус системы трех проводов линии;

$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}}$  – среднее геометрическое расстояние между фазными проводами фаз А, В, С.

Из изложенного следует, что взаимоиנדукция с другими фазами уменьшает сопротивление фазы для токов прямой (обратной) последовательности и увеличивает его для токов нулевой последовательности. Взаимосвязь между сопротивлениями взаимной индуктивности, прямой и нулевой последовательностей ВЛ определяется соотношениями:

$$Z_L = (Z_0 + 2Z_1)/3; \quad Z_{\text{м ср}} = (Z_0 - Z_1)/3; \quad Z_0 = Z_L + 2Z_{\text{м ср}}.$$

По каждой цепи двухцепной линии токи нулевой последовательности протекают в одном направлении, поэтому  $Z_0$  каждой из двух цепей увеличивается за счет взаимоиנדукции и определяется по известной схеме замещения двух магнитосвязанных цепей, как показано на рис. 29. При идентичности параллельных цепей  $Z_{I0} = Z_{II0} = Z_0$  сопротивление нулевой последовательности каждой из них будет:  $Z'_0 = Z_0 + Z_{I-II0}$ , а сопротивление на фазу двухцепной линии:

$$Z_0'' = 0,5Z'_0 = 0,5(Z_0 + Z_{I-II0}).$$

Наиболее сильно увеличение сопротивления нулевой последовательности вследствие взаимоиנדукции сказывается при расположении обеих цепей на одной опоре. Если расстояние между цепями порядка 400÷500 м, то увеличение  $Z_0$  не превышает 10 %.

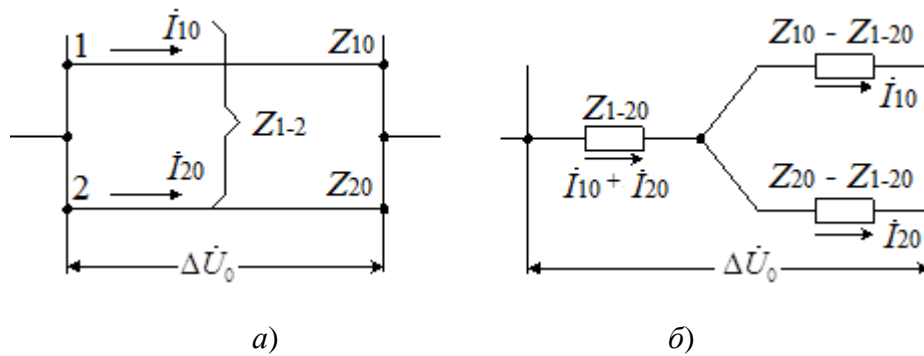


Рис. 29. Двухцепная линия передачи (а) и ее схема замещения (б) нулевой последовательности

При наличии грозозащитного троса заземленного на каждой опоре индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии снижается, а активное сопротивление нулевой последовательности сильно зависит от электрических параметров троса. Одноцепная линия с заземленным тросом и ее схема замещения показана на рис. 30. Сумма токов в тросе  $\dot{I}_T$  и земле  $\dot{I}_3$  образуют ток в нейтрали, равной утроенному току нулевой последовательности в фазе линии. Тогда токи нулевой последовательности в тросе и земле будут:

$$\dot{I}_{T0} = \frac{\dot{I}_T}{3}; \quad \dot{I}_{30} = \frac{\dot{I}_3}{3}$$

Для троса, как независимой однопроводной линии "провод-земля" можно записать выражение для индуктивного сопротивления:

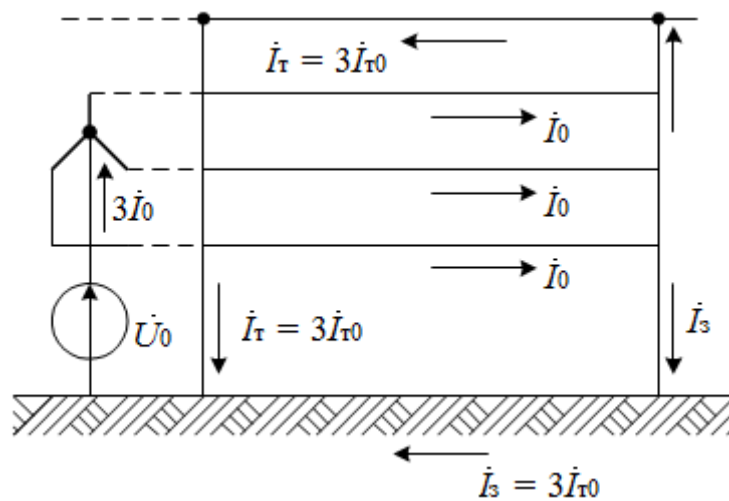
$$X_L = 0,145 \lg \frac{D_3}{r_3}; \quad r = r_{\Pi} + r_3,$$

Чтобы учесть влияние токов всех фаз линии эти составляющие необходимо увеличить в 3 раза, что при частоте  $f = 50$  Гц даёт:

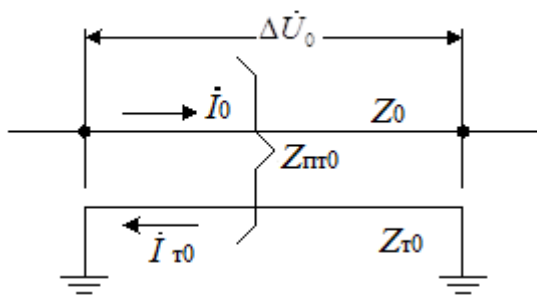
$$Z_T = 3r_T + 0,15 + j0,435 \lg \frac{D_3}{r_{3T}}, \text{ Ом/км,}$$

где  $r_T$  – активное сопротивление троса;  $r_{3T}$  – эквивалентный радиус троса.

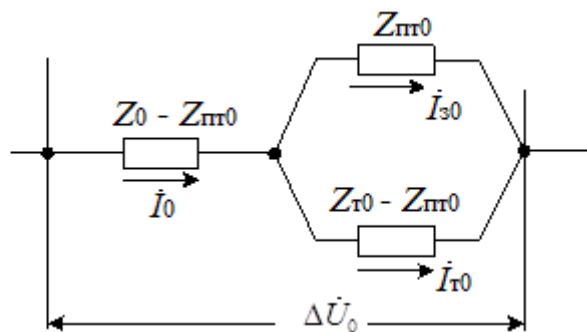




a)



б)



в)

Рис. 30. Одноцепная линия с заземленным тросом: а – исходная принципиальная схема; б – исходная однолинейная схема; в – схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление взаимной индукции нулевой последовательности между проводом линии и тросом:

$$Z_{\pi\pi} = 0,15 + j0,435 \lg \frac{D_3}{D_{\pi\pi}},$$

где  $D_{\pi\pi} = \sqrt[3]{d_{AT} \cdot d_{BT} \cdot d_{CT}}$  – среднее геометрическое расстояние между фазными проводами фаз А, В, С и тросом.

По известным сопротивлениям нулевой последовательности переходим от схемы (рис. 30,б) с магнитной связью между цепями к схеме заме-

щения на рис. 30,в, результирующее сопротивление которой даёт искомое сопротивление нулевой последовательности с учётом заземлённых тросов:

$$Z_0^T = Z_0 - \frac{Z_{\text{пт}}^2}{Z_{\text{т0}}} = Z_0 e^{j\varphi_0} - \frac{Z_{\text{пт0}}^2}{Z_{\text{т0}}} t^{j\psi},$$

где  $\psi = 2\varphi_{\text{пт0}} - \varphi_{\text{т0}}$ .

Значения аргументов сопротивлений в приведенном выражении находятся в пределах:

- при проводниках из цветных металлов  $\varphi_0 = 75 \div 80^\circ$ ;
- при стальных проводниках  $\varphi_{\text{т0}} = 30 \div 45^\circ$ ;
- при расстоянии  $D_{\text{пт}} \leq 100\text{м}$  значение  $\varphi_{\text{пт0}} = 70 \div 80^\circ$ .

По схеме замещения рис. 30,в, можно установить взаимосвязь между токами:

$$i = 3i_{\text{т0}} = 3i \frac{Z_{\text{пт0}}}{Z_{\text{т0}}}; \quad i = 3i_{\text{з0}} = 3i_0 \left(1 - \frac{Z_{\text{пт0}}}{Z_{\text{т0}}}\right).$$

В приближённых практических расчётах в качестве средних соотношений между индуктивными сопротивлениями нулевой и прямой последовательностей принимают значения, указанные в табл. 9:

Таблица 9

Характеристика линии	Отношение $x_0 / x_1$
1. Одноцепная линия без тросов	3.5
2. То же со стальными тросами	3.0
3. То же с хорошо проводящими тросами	2.0
4. Двухцепная линия без тросов	5.5
5. То же со стальными тросами	4.7
6. То же с хорошо проводящими тросами	3.0

Реактивное ёмкостное сопротивление провода ВЛ (поперечное на 1 км) определяется по следующим выражениям:

- для прямой (обратной) последовательности без учёта влияния земли:

$$X_{c1} = 132 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r} \cdot 10^3, \quad \text{Ом} \cdot \text{км},$$

где  $r$  – радиус провода;  $D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние проводами фаз;

- для нулевой последовательности:

$$X_{c0} = 396 \cdot \lg \frac{D_i}{R'_{cp}} \cdot 10^3, \text{ Ом} \cdot \text{км},$$

где  $R'_{cp}$  – средний геометрический радиус систем трех проводов линии;

-  $D_i = 2 \frac{h_a + h_b + h_c}{3}$  – среднее расстояние проводов фаз А, В и С до их зеркальных отображений относительно поверхности земли;  $h_a, h_b, h_c$  – высоты подвеса проводов фаз относительно земли.

Заземленный трос заметно влияет только на ёмкостное сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{c0} = 396 \cdot \left( \lg \frac{D_i}{R'_{cp}} - \frac{2 \left( \lg \frac{D_{птi}}{D_{пт}} \right)}{\left( \lg \frac{2h_T}{r_T} \right)} \right) \cdot 10^3, \text{ Ом/км}$$

где  $r_T$  – радиус троса;  $D_{пт}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами и тросом;  $D_{птi} = \frac{D_i + 2h_T}{2}$  – среднее расстояние между проводами фаз А, В, С и зеркальным отражением троса, подвешенного на высоте  $h_T$ .

Средние значения высоты подвеса нижнего провода зависят от значения напряжения (см. табл. 10) и составляют:

Таблица 10

Высота подвеса нижнего провода

Напряжение, кВ	35	110	220	330	500
Высота подвеса нижнего провода, м	8	9	10	15	15

Емкостное сопротивление всей линии определяется делением километического емкостного сопротивления на полную длину линии в км.

### Контрольные вопросы

1. Взаимосвязь между какими параметрами ВЛ устанавливают «уравнения длинной линии»?
2. Какие допущения принимаются при использовании уравнений длинной линии?
3. В чем суть понятия «линия без потерь»?
4. В чем суть понятия «активное сопротивление линии»?
5. В чем суть понятия «индуктивное сопротивление провода»?
6. Почему индуктивное сопротивление провода отличается от индуктивного сопротивления этого же провода в составе многофазной и многоцепной ЛЭП?
7. В чем суть понятий «внутреннего и внешнего индуктивных сопротивлений провода»?
8. В чем причина появления зарядного тока ЛЭП?
9. Что такое «зарядная мощность ЛЭП» и как она учитывается в схеме замещения линии?
10. Что характеризует активная проводимость в схеме замещения ВЛ?
11. В каком случае схема замещения воздушной линии электропередачи составляется для одной фазы, и какие параметры в ней учитываются?
12. При каких условиях в линии электропередачи появляются токи нулевой последовательности?
13. Что такое «эквивалентная глубина возврата тока через землю»?

14. Как определить активное и индуктивное линии «провод-земля»?
15. Как определить сопротивление взаимоиндукции между двумя параллельными линиями «провод-земля»?
16. В чем причины увеличения сопротивления взаимоиндукции нулевой последовательности в несимметричных режимах?
17. Как влияет наличие грозозащитного троса на индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии?
18. Как определить сопротивление взаимоиндукции между проводом ВЛ и грозозащитным тросом?
19. Как влияет наличие заземленного грозозащитного троса на емкостное сопротивление нулевой последовательности линии?
20. Как влияет высота подвеса проводов фаз относительно поверхности земли на емкостное сопротивление провода ВЛ?

## **7. Диагностирование и мониторинг ВЛ**

Диагностика и мониторинг ВЛ должны быть проблемно-ориентированы и достоверны. Система мониторинга состоит из сети измерительных блоков, передающих информацию через канал связи на оборудование диспетчерских пунктов, расположенных в узловых точках электрической системы. Измерительные блоки распределены вдоль трассы линии электропередачи и смонтированы либо на опорах, либо непосредственно на высоковольтных проводах. Надёжность систем мониторинга, устанавливаемых на опорах и проводах ВЛ, должна быть выше надёжности диагностируемого оборудования ВЛ. Диагностика должна быть периодической, плановой и аварийной. Диагностика и мониторинг должны быть на всех стадиях технологического развития оборудования ВЛ (проектирования, строительства, реконструкции, модернизации и реновации). Комплексная диагностика ВЛ включает следующие основные виды диагностических работ:

- магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор;
- контроль внешней изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;

- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции ВЛ;
- мониторинг температуры проводов для ВЛ, оснащенных установками плавки гололеда и при наличии специальных обоснований для ВЛ, которые систематически работают с нагрузкой близкой к длительно-допустимой;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.

Система мониторинга ВЛ и КЛ обеспечивает повышение надежности транспортировки электроэнергии и способствует уменьшению расходов на обслуживание линий электропередачи.

### 7.1. Контроль качества заземления опор ВЛ

Основным критерием качества заземления является измерение сопротивления контура заземления. Целью проведения измерений является проверка соответствия заземляющего устройства требованиям нормативных документов (ПУЭ гл. 1.8; ПТЭЭП пр.3; 3.1). Объектами испытаний и измерений являются: заземляющие устройства (заземлители в случае применения одиночных электродов) и грунт в районе установки заземляющих устройств. Как правило в качестве **средства измерений** используется измеритель сопротивления заземления Ф4103-М1.

В электроустановках с глухо-заземленной нейтралью напряжением до 1000 В сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генераторов и трансформаторов или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 2; 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. Сопротивление заземляющих устройств повторных заземлений на вводах в здания не нормируется. При удельном сопротивлении земли ( $\rho$ ) более 100 Ом·м допускается увеличение указанных выше норм в  $0,01\rho$  раз, но не более десятикратного (п. 1.7.101 ПУЭ). В электроустановках с изолирован-

ной нейтралью напряжением до 1000 В сопротивление заземляющего устройства, используемого в качестве защитного заземления, должно удовлетворять условию:

$$R_{зз} I_3 \leq 50 \text{ В},$$

где:  $R_{зз}$  – сопротивление заземляющего устройства;

$I_3$  – полный ток замыкания на землю.

При мощности генераторов и трансформаторов 100 кВ·А и меньше заземляющие устройства могут иметь сопротивление не более 10 Ом (п. 1.7.104 ПУЭ). Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземляющих устройств электроустановок приведены в таблице 11.

При испытаниях заземляющих устройств ВЛ проводится выборочная проверка со вскрытием грунта производится не менее чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями. Проверку следует производить в населенной местности, на участках с наиболее агрессивными выдуваемыми и плохопроводящими грунтами. Значения сопротивлений заземлителей опор приведены в таблице 12. Проверка заземляющих устройств ВЛ производится после ремонтов, но не реже 1 раза в 6 лет для ВЛ напряжением до 1000 В на опорах с разрядниками и другим электрооборудованием и выборочно у 2 % металлических и железобетонных опор на участках в населенной местности. Измерения производятся также после реконструкции и ремонта заземляющих устройств, а также при обнаружении разрушения или следов перекрытия изоляторов электрической дугой.

Таблица 11

Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземляющих устройств  
электроустановок

Характеристика объекта	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Сопротивление, Ом
Электроустановки напряжением 110 кВ и выше сетей с эффективным заземлением нейтрали, выполненные по нормам на сопротивление	до 500	0,5
	выше 500	$0,002 \cdot 0,5\rho$

## Окончание табл. 11

Электроустановки 3 - 35 кВ и выше сетей с изолированной нейтралью	до 500 выше 500	$250/I_p^*$ , но не более 10 Ом $0,002 \cdot 0,5\rho$
Электроустановки напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью, напряжением: 660/380 В 380/220 В 220/127 В	до 100 (более 100)	$15^{**}(15 \cdot 0,01\rho)$ $30^{**}(30 \cdot 0,01\rho)$ $60^{**}(60 \cdot 0,01\rho)$
Электроустановки напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью, при мощности источника питания: более 100 кВА до 100 кВА	до 500 выше 500	$50/I_p^*$ , но не более 40 Ом $50/I_p^*$ , но не более 10 Ом

Таблица 12

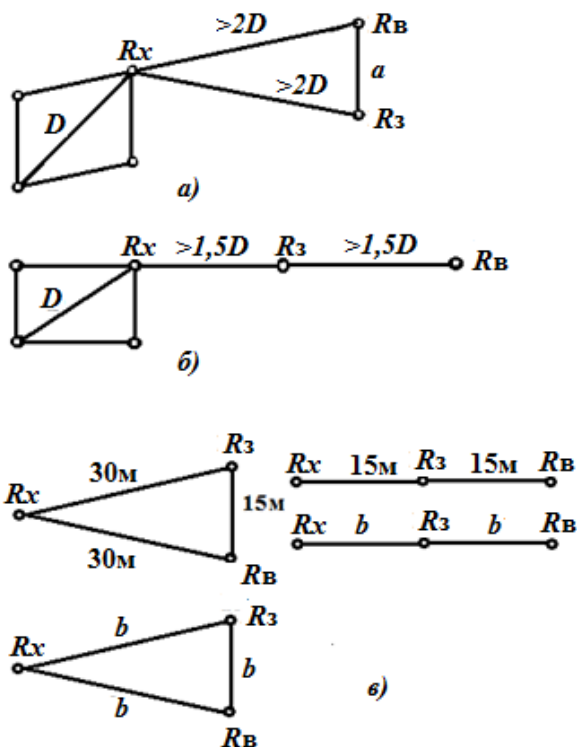
Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземлителей опор линий на напряжение до 1000В

Характеристика объекта	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Сопротивление, Ом
Опоры ВЛ с устройствами грозозащиты	-	10
Опоры с повторными заземлителями нулевого провода с источниками питания: 660/380 В 380/220 В 220/127 В	-	15 30 60

При удельном эквивалентном сопротивлении грунта более 100 Ом·м допускается увеличение приведенных значений в  $0,01r$  раз, но не более десятикратного.



Для измерения сопротивления заземлителей создается искусственная цепь протекания тока через испытываемый заземлитель. Для этого на некотором расстоянии от испытываемого заземлителя располагается вспомогательный заземлитель (токовый электрод), подключаемый вместе с испытываемым заземлителем к источнику напряжения. Для измерения падения напряжения на испытываемом заземлителе при прохождении через него тока в зоне нулевого потенциала располагается зонд (потенциальный электрод). В качестве вспомогательного заземлителя и зонда могут применяться стальные неокрашенные электроды диаметром 12 - 20 мм длиной 0,8 - 1 м с болтами и барашковыми гайками для присоединения проводов. Точность измерения сопротивления заземлителей зависит от взаимного расположения испытываемого и вспомогательного заземлителей, а также от расстояния между ними.



Схемы расположения электродов вспомогательного заземлителя и зонда относительно испытываемого заземлителя показаны на рис. 31,а,б (для сложных заземлителей) и рис. 31,в (для одиночных заземлителей).

Рис. 31. Схемы расположения электродов при измерении: а) – сложных заземлителей (двухлучевая схема); б) – сложных заземлителей (однолучевая схема); в) – одиночных вертикальных заземлителей

Для заземлителей, состоящих из вертикальных электродов, расположенных в ряд и объединенных горизонтальной полосой, в качестве размера «D» следует принимать длину полосы. Размер «а» следует принимать в зависимости от размера «D», исходя из следующих соотношений:

D (м)	$>40$	$10 < D < 40$	$<10$
a (м)	$\geq D$	$\geq 40$	$\geq 20$

На рис. 31 приняты обозначения:

$R_x$  – испытываемый заземлитель;

$R_v$  – вспомогательный заземлитель (токовый электрод);

$R_z$  – зонд (потенциальный электрод);

$b \geq 3L$  ( $L$  – длина вертикального заземлителя).

При измерении сопротивления одиночных вертикальных заземлителей длиной до 6 метров следует применять схемы расположения электродов, изображенные на рис. 31, в, с указанными между ними расстояниями.

Для заземлителей длиной свыше 6 метров расстояние между электродами следует принимать не менее  $3l$ , где  $l$  – длина вертикального заземлителя.

Относительная погрешность измерения, обусловленная уменьшенными расстояниями между электродами при измерениях по схемам, приведенным на рис. 31, не превышает 5 %. Направление разноса электродов нужно выбирать таким образом, чтобы электроды не оказались ближе 10 м от подземных металлических конструкций (кабели, трубопроводы, заземлители опор ВЛ и т.п.). В некоторых случаях при наличии большого количества подземных коммуникаций может потребоваться несколько измерений при различных направлениях лучей и различных расстояниях «а» и «б». Из нескольких измеренных значений в качестве действительного значения принимают наихудший результат.

Электроды вворачиваются или забиваются в плотный грунт (не насыпной) на глубину не менее 0,5 метра. В грунтах с большим удельным сопротивлением (например, песок) места, где нужно забивать вспомогательные заземлители, уплотняют или увлажняют водой, раствором соли или кислоты. Количество штырей в измерительном (вспомогательном) электроде  $R_v$  зависит от удельного сопротивления поверхностного слоя земли. В сухих, песчаных и мерзлых грунтах может потребоваться несколько соединенных электродов.

Для устройства потенциального электрода (зонда  $R_z$ ) в большинстве случаев достаточно одного штыря. При измерении сопротивления заземления опор линии электропередачи, соединенных между собой грозозащитным тросом, последний должен отсоединяться от испытываемой опоры.

Сопротивление заземлителя не должно превышать нормируемого значения в любое время года.

Для получения максимально возможного значения на протяжении года (при наибольшем промерзании почвы зимой и высыхании летом) измеренные значения сопротивления должны быть умножены на поправоч-

ный коэффициент  $K$ , т.е. расчетное значение сопротивления заземлителя определяется из выражения:  $R = R_{\text{изм}} K$ .

Значения коэффициента  $K$  по ПЭЭП 1993 г. приведены в таблице 13.

Коэффициент  $K1$  применяется, если земля влажная, моменту измерения предшествовало выпадение большого количества осадков, или после весеннего паводка. Коэффициент  $K2$  - если земля нормальной влажности и  $K3$  - если земля сухая, количество осадков ниже нормы.

Таблица 13  
(ПЭЭП табл. 40)

Тип заземлителя	Размер заземлителя	$t = 0,7 - 0,8$ м			$t = 0,5$ м		
		$K1$	$K2$	$K3$	$K1$	$K2$	$K3$
Горизонтальная полоса	$l = 5$ м	4,3	3,6	2,9	8,0	6,2	4,4
	$l = 20$ м	3,6	3,0	2,5	6,5	5,2	3,8
Заземляющая сетка или контур	$S = 400$ м <sup>2</sup>	2,6	2,3	2,0	4,6	3,8	3,2
	$S = 900$ м <sup>2</sup>	2,2	2,0	1,8	3,6	3,0	2,7
	$S = 3600$ м <sup>2</sup>	1,8	1,7	1,6	3,0	2,6	2,3
Заземляющая сетка или контур с вертикальными электродами длиной 5 м	$S = 900$ м <sup>2</sup> $n > 10$ шт	1,6	1,5	1,4	2,1	1,9	1,8
	$S = 3600$ м <sup>2</sup> $n > 15$ шт	1,5	1,4	1,3	2,0	1,9	1,7
Одиночный вертикальный заземлитель	$l = 2,5$ м	2,0	1,75	1,5	3,8	3,0	2,3
	$l = 3,5$ м	1,6	1,40	1,3	2,1	1,9	1,6
	$l = 5,0$ м	1,3	1,23	1,15	1,6	1,45	1,3

При разветвленной заземляющей сети измерения производят раздельно: сопротивление заземлителей и сопротивление заземляющих проводников, т.е. металлической связи корпусов электрооборудования с контуром заземления. При замерзшем грунте или нахождении заземлителя ниже глубины промерзания значение  $K = 1$ .

В таблице 13 приняты следующие обозначения:

$t$  - глубина расположения в земле верхней части заземлителя;

$S$  - площадь контура или сетки;

$n$  - количество электродов контура;

$l$  - длина горизонтальной полосы или вертикального заземлителя.

Принцип действия прибора Ф-4301-М1 основан на компенсационном методе измерения. Структурная схема прибора приведена на рис. 32.

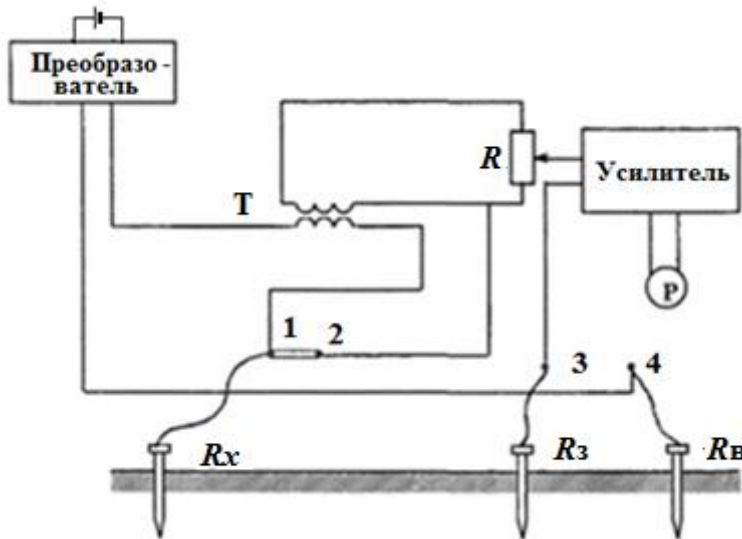
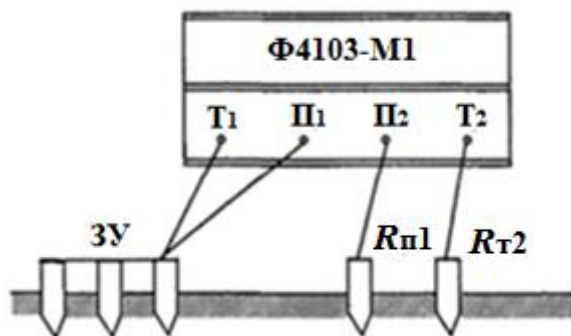


Рис. 32. Структурная схема прибора Ф-4301-М1

Переменный ток от преобразователя через первичную обмотку трансформатора, токовые зажимы 1 и 4 прибора поступает во внешнюю цепь.

Вторичная цепь прибора подключена к резистору  $R$ , с помощью которого производится компенсация напряжения на измеряемом сопротивлении. При такой схеме включения на измерительное устройство (усилитель, детектор и индикатор «Р») подается разность напряжений на резисторе  $R$  и на измеряемом сопротивлении. В момент компенсации (равенства сравниваемых напряжений) ток в цепи индикатора будет равен нулю. Прибор снабжен шкалой, позволяющей непосредственно определить значение измеряемого сопротивления.

Прибор Ф4103-М1 позволяет измерять сопротивление заземляющих устройств электроустановок практически всех напряжений. Прибор имеет встроенный источник постоянного тока, обеспечивающий не менее 800 измерений, преобразователь переменного тока в стабилизированный переменный ток частотой 280 Гц и обладает высокой помехозащищенностью.



Измерение сопротивления заземляющих устройств выполняется по схеме, приведенной на рис. 33

Рис.33. Схема измерения заземляющих устройств прибором Ф4301-М1

Направление разноса электродов выбирается так, чтобы соединительные провода не проходили вблизи металлоконструкций и параллельно трассе ЛЭП. При этом расстояние между токовыми и потенциальными проводами должно быть не менее 1 м. Присоединение проводов к 3У выполняется на одной металлоконструкции, выбирая места подключения на расстоянии 0,2 - 0,4 м друг от друга. Изме-

рительные электроды размещаются по однолучевой или двухлучевой схеме. Токовый электрод ( $R_{T2}$ ) устанавливается на расстоянии  $L_{3T} = 2D$  (предпочтительно  $L_{3T} = 3D$ ) от края испытуемого устройства ( $D$  - наибольшая диагональ заземляющего устройства), а потенциальный электрод ( $R_{П2}$ ) - поочередно на расстояниях (0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8)  $L_{3T}$  - расстояние от края ЗУ до токового электрода.

Измерение сопротивления ЗУ проводится при установке потенциального электрода в каждой из указанных точек. По данным измерений строится кривая «Б» зависимости сопротивления ЗУ от расстояния потенциального электрода до заземляющего устройства. Пример такого построения представлен на рис. 34.

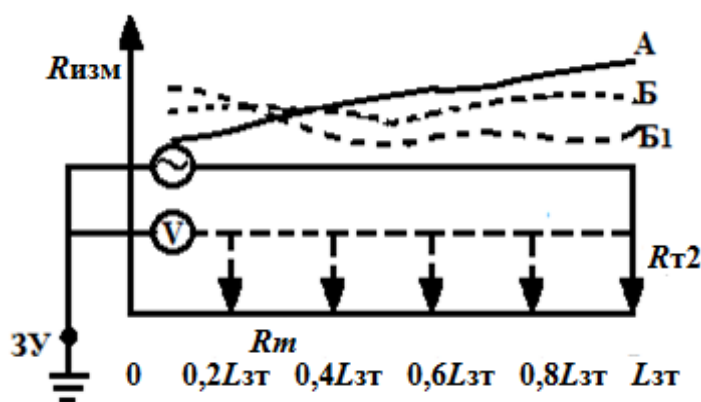


Рис.34. Зависимость сопротивления ЗУ от расстояния потенциального электрода до заземляющего устройства

Полученная кривая «Б» сравнивается с кривой «А».

Если кривая «Б» имеет монотонный характер (такой же, как у кривой «А») и значения сопротивления ЗУ, измеренные при положениях потенциального электрода на расстояниях  $0,4 L_{3T}$  и  $0,6 L_{3T}$  отличаются не более чем на 10 %, то место забивки электродов выбраны правильно, и за сопротивление ЗУ принимается значение, полученное при расположении потенциального электрода на расстоянии  $0,5 L_{3T}$ .

Если эта кривая («Б1») принципиально отличается от кривой «А» (не имеет монотонного характера), что может быть следствием влияния надземных и подземных металлоконструкций, то измерения необходимо повторить при расположении токового электрода в другом направлении от заземляющего устройства.

Если значения сопротивления ЗУ, измеренное при положениях потенциального электрода на расстоянии  $0,4 L_{3T}$  и  $0,6 L_{3T}$  отличаются более чем на 10 %, то повторить измерения сопротивления ЗУ при увеличенном в 1,5 - 2 раза расстоянии от ЗУ до токового электрода.

Измерение удельного сопротивления грунта проводится, когда измеренное сопротивление заземлителя больше проектного (расчетного) значения или не соответствует нормативным требованиям (табл. 1, 2).

В этом случае проверяется допустимая степень этого несоответствия при повышенных удельных сопротивлениях грунта. Измерения проводятся по методу «вертикального зондирования» с помощью приборов М416,

Ф4103-М1 (рис. 35).

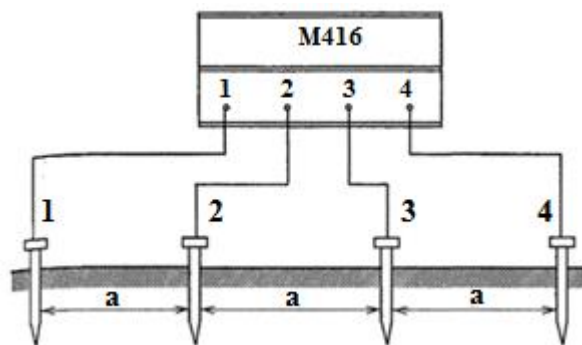


Рис. 35. Схема измерения удельного сопротивления грунта

Зажимы 1, 2, 3, 4 прибора М416 соответствуют зажимам Т1; П1; П2; Т2 прибора Ф-4103-М1.

Удельное сопротивление определяется по формуле  $\rho = 2\pi aR$ , (Ом·м);  $R$  - измеренное сопротивление заземлителей (показание прибора);  $a$  - расстояние между электродами, которое следует принимать не менее чем в 5 раз больше глубины погружения электродов.

Проверка цепи между заземленной электроустановкой и элементами заземленной установки (непрерывности защитных проводников). Все защитные проводники, включая заземляющие и проводники уравнивания потенциалов, не должны иметь обрывов и неудовлетворительных контактов в местах их присоединения к открытым и сторонним проводящим частям. В соответствии с ГОСТ Р 50571.16-99 непрерывность защитных проводников при приемо-сдаточных испытаниях электроустановок проверяется измерением полного сопротивления цепи «фаза-нуль» или тока однофазного замыкания на корпус или PE-проводник. Непрерывность защитных проводников считается обеспеченной, если ток однофазного замыкания приводит к срабатыванию коммутационно-защитных аппаратов в течение нормированного времени отключения питания. Однако непрерывность заземляющих проводников и проводников систем уравнивания потенциалов не всегда возможно проверить указанным методом (например, проводники основной системы уравнивания потенциалов). В этом случае необходимо измерить переходные сопротивления разборных контактных соединений в этих проводниках. Сопротивление этих контактных соединений не должно превышать 0,05 Ом.

## 7.2. Магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор и телеметрический контроль параметров проводов ЛЭП

Бесконтактный магнитометрический метод основан на регистрации и анализе аномалий напряженности магнитного поля, возникающих в зонах концентрации продольных и поперечных напряжений, в зонах пластической деформации, изменения структуры металла на участках предразрушения и разрушения металла.

Целью метода является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за аномалиями магнитного поля, связанными с дефектами основного металла, металла сварных соединений, а также общего напряженного состояния металлических конструкций опор. Положение и ориентация не влияет на выявляемость дефектов. Метод обеспечивает обнаружение и регистрацию дефектных участков и позволяет классифицировать зарождающиеся и развивающиеся дефекты по степени опасности.

Метод может быть использован для контроля металлических конструкций опор при их сооружении, периодических технических освидетельствованиях (мониторинге), для оптимизации объемов при капитальном ремонте.

Особенности магнитометрического метода обнаружения и регистрации аномалий не гарантируют выявления дефектов, не вызывающих изменение уровня напряженно-деформированного состояния металла (сквозные дефекты, питтинговые коррозионные поражения).

Для проведения бесконтактного магнитометрического обследования рекомендуются приборы СКИФ серии «МБС» НТЦ «Траснкор-К», г. Москва или магнитометры других производителей, обеспечивающие получение информации о местоположении аномалий магнитного поля, сопряженных с дефектами металла.

Телеметрический контроль параметров проводов ЛЭП был впервые предложен более 40 лет назад и первым контролируемым параметром стал ток в проводе. К этому времени относится появление американского патента *Remote measuring system* («Системы дистанционного измерения тока в проводе с передачей измеренного значения по радиоканалу»). В предложенном решении использовался индукционный трансформатор тока как датчик тока в проводе и как питающий трансформатор устройства измерения с передатчиком на электронно-вакуумной лампе. Передатчик выпол-

нен на одноламповом каскаде с амплитудной модуляцией ВЧ-сигнала посредством модуляции сеточного тока генератора передатчика. Позже появился патент, в котором уже использовалась транзисторная элементная база: *System for transmitting to assemble point a signal that varies as function of the current flow in a high voltage conductor* (Pat. № 3,428,896 от 1966 г.). В последние 15 лет, благодаря развитию информационных технологий, стала возможна коммерческая реализация систем мониторинга проводов ЛЭП.

### 7.3. Структура систем мониторинга воздушных электросетей

Системы мониторинга ЛЭП обеспечивают системного оператора подробными сведениями о текущем состоянии воздушных и кабельных сетей электроснабжения. Система мониторинга ЛЭП состоит из сети измерительных блоков, связанных через канал связи с оборудованием на диспетчерском пункте. Измерительные блоки распределены вдоль трассы ЛЭП и монтируются на опорах либо непосредственно на высоковольтных проводах. На рис. 37 показана структура системы мониторинга пропускной способности проводов ЛЭП.



Рис. 37. Система мониторинга пропускной способности проводов ЛЭП

Диспетчерские пункты расположены в узловых точках сетей перераспределения энергии. В настоящее время в них, как правило, используются системы *SCADA*, обеспечивающие обработку и интерпретацию полученных от измерительных блоков данных. В измерительный блок входят следующие базовые компоненты:



- группа датчиков для измерения основных текущих параметров проводной линии;
- процессорный модуль для обработки измеренных данных;
- система передачи данных;
- модуль автономного питания.

В зависимости от функционального назначения в системах мониторинга могут использоваться различные типы датчиков:

- для измерения тока в проводе;
- температуры провода в пролете;
- механического напряжения провода в точках подвеса (тензодатчики);
- для измерения затухания в оптических волокнах грозозащитного троса или фазного провода;
- для измерения критических стрел провеса;
- климатических условий (метеостанция);
- вибрационных характеристик проводов (акселерометры).

Измерение тока осуществляется бесконтактным методом, для чего используются датчики на основе эффекта Холла или катушки Роговского.

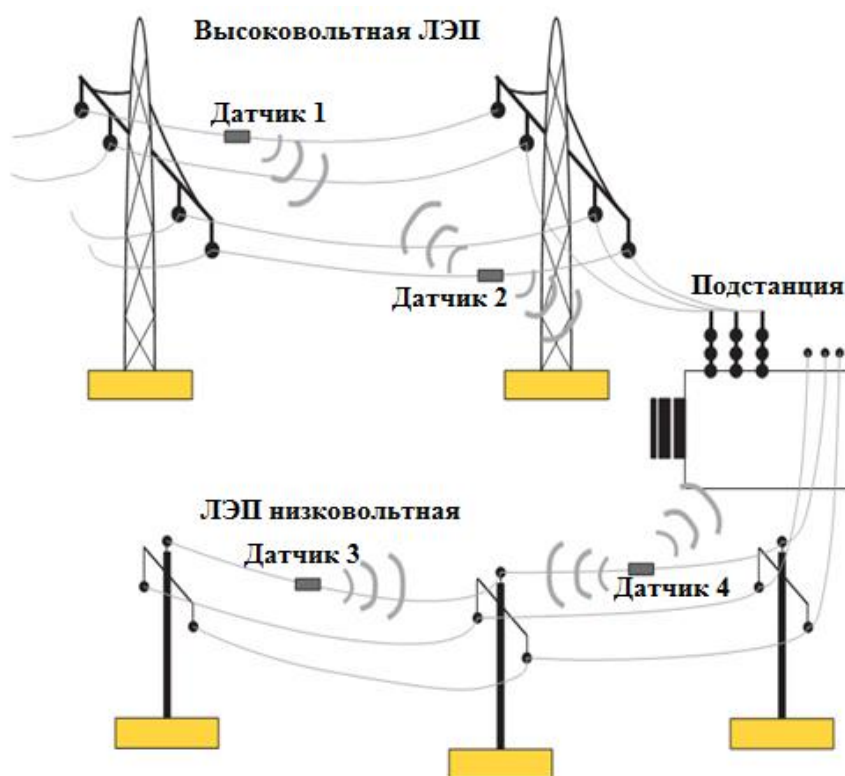


Рис. 38. Структура измерительного блока и центра мониторинга

#### 7.4. Система питания автономных измерительных блоков, каналы передачи данных

В настоящее время для питания измерительных блоков систем мониторинга воздушных линий (ВЛ) используется два варианта. Для измерительных систем, размещаемых на опорах ЛЭП, как правило, используются аккумуляторные батареи, подзаряжаемые от солнечных батарей. Для измерительных модулей, монтируемых непосредственно на проводах ЛЭП, питание производится от токового трансформатора.

Индуктивный токовый трансформатор преобразует энергию непосредственно из провода ЛЭП. В качестве источника возбуждения (первичная обмотка трансформатора) используется токонесущий провод ЛЭП. Вторичная обмотка трансформатора — тороидальная катушка с ферромагнитным сердечником. Модуль индукционного источника питания состоит из токового трансформатора, выпрямителя, аккумулятора энергии (ионистора) и преобразователя напряжения, который обеспечивает работу всех цифровых и аналоговых узлов измерителя.

В настоящее время для передачи данных в системах мониторинга ВЛ в основном используются беспроводные каналы связи — это *GSM*- или же *ISM*-радиомодемы, работающие на частотах 434, 868 МГц и 2,4 ГГц.

*GSM*-модемы уже более десяти лет используются на рынке средств АСУ ТП, в том числе и для передачи данных в системах мониторинга. У первых моделей возможности были ограничены передачей *SMS*-сообщений и данных в аналоговом режиме. Работа таких устройств в режиме аналогового модема обеспечивает скорость передачи данных всего 9,5 кбод, а оплата производится в соответствии со временем нахождения в сети. Система *GPRS* реализует пакетную коммутацию на всем протяжении канала связи, существенно оптимизируя услуги передачи данных в сетях стандарта *GSM*. Она практически мгновенно устанавливает соединения, использует сетевые ресурсы и занимает участок диапазона частот только в моменты фактической передачи данных, что гарантирует чрезвычайно эффективное использование доступной полосы частот. *GPRS* предоставляет услугу многоточечной передачи (мультивещания) между провайдером определенной сети и группой мобильных абонентов с терминалами *GPRS*. Для *GPRS* необходима оплата трафика, которая начисляется только за объ-

ем переданной и принятой информации, а не за время нахождения модема в состоянии приема/передачи.

Для передачи данных от модулей измерителей в сервер системы мониторинга может быть использована беспроводная сеть, созданная на основе радиомодемов *xBee* компании *Digi*. В настоящее время выпускаются трансиверы на частоты 868 МГц и 2,4 ГГц. Трансиверы обеспечивают дальность передачи данных в прямой видимости до 4 км. На базе сети трансиверов *ZigBee* с топологией *backbone* можно организовать эстафетную передачу данных по сети между измерителями к серверу данных системы мониторинга. Направление передачи в сети передачи вдоль ЛЭП всегда задано в сторону сервера. Для повышения надежности предусмотрена возможность альтернативного обхода проблемного узла, блокирующего связь по цепочке.

## **7.5. Мониторинг погодных условий вдоль линий электропередачи**

На качественные и количественные параметры ЛЭП постоянно оказывают воздействие погодные условия. Температура, осадки, атмосферное давление, влажность, а также скорость и направление ветра являются важными параметрами, измерение которых необходимо для мониторинга погодных условий для ЛЭП. Знание текущей погодной ситуации вдоль линии электропередачи позволяет уменьшить количество отключений энергии. Датчики и системы слежения за погодными условиями должны располагаться вдоль ЛЭП. Энергетическим компаниям требуются достоверные метеорологические данные для эффективного управления работой электросетей. Для контроля могут использоваться как полные метеорологические станции, работающие в автономном режиме, так и просто набор дистанционных датчиков, смонтированных на опорах. В процессе эксплуатации может происходить повреждение и износ проводов, а также загрязнение и пробой изоляторов. При этом возникают межфазные утечки и замыкания, а также замыкания на землю. Кроме того, за счет старения проводов при нагревании протекающим током может происходить критическое провисание и касание проводов как земли, так и объектов рельефа. Большую часть повреждений воздушных линий составляют короткие замыкания и обрывы проводов при которых определение места повреждения и восстановление поврежденных участков электролиний сети являются наиболее сложными

и длительными операциями. Короткие замыкания и обрывы приводят к значительным потерям электроэнергии.

Пропускная способность ВЛ ограничивается нагревом проводов и устойчивостью электропередачи. Причем с увеличением длины линий второй фактор (устойчивость) определяет предел передаваемой мощности. Провисание провода, характеризуемое стрелой провеса, в пролете ЛЭП возникает вследствие удлинения провода при нагревании и зависит как температуры воздуха, так и от нагревания самого провода вследствие протекания по нему тока.

В проектной документации на ЛЭП указаны допустимые параметры стрелы провеса для каждого пролета трассы. Стрела провеса может определяться как с помощью тензодатчиков, расположенных на опорах в точках подвеса проводов, так и косвенно, по данным датчиков акселерометров измерительных модулей, смонтированных непосредственно на проводе. При этом также учитываются температуры окружающего воздуха и провода и величина тока через провод. Наличие этих данных позволяет определять опасные режимы эксплуатации проводов в пролетах и при необходимости изменять ресурс допустимой токовой нагрузки. Обледенение также представляет собой угрозу для ЛЭП, а снежный буран может стать тяжелым испытанием для обеспечения работоспособности системы. Гололедно-изморозевые отложения на проводах и тросах ВЛ происходят при температуре воздуха около  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  и скорости ветра  $5\text{--}10\text{ м/с}$ . Гололед обуславливает дополнительные механические нагрузки на все элементы ВЛ. При значительных гололедных отложениях возможны обрывы проводов, тросов, разрушения арматуры, изоляторов и даже опор ВЛ. Гололед является одной из причин «пляски» проводов, способной привести к их схлестыванию. Наличие гололеда можно определить при оценке совокупности данных, полученных от метеодатчиков, тензодатчиков подвеса и акселерометров.

## **7.6. Коронный разряд на проводах, влияние гармоник**

Потери электроэнергии при её передаче по ВЛ напряжением свыше  $110\text{ кВ}$  возрастают вследствие наличия коронного разряда, который возникает в резко неоднородных электромагнитных полях, в которых ионизационные процессы могут происходить в узкой области вблизи электродов. К такого рода полям относится и электрическое поле проводов воздушных

ЛЭП. Эта высокочастотная составляющая тока короны является источником интенсивного электромагнитного излучения с широким спектром частот, которое создает помехи радио- и телевизионному приему. Потери на корону для линий различных напряжений имеют свои значения (для линии ВЛ напряжением 500 кВ среднегодовые потери на корону составляют около 9 – 11 кВт/км). Наличие коронного разряда может определяться посредством спектрального анализа совокупности токовых сигналов, синхронизированных с временными метками *GPS*.

Одной из основных проблем при транспортировке электроэнергии является влияние высших гармоник напряжения и тока на элементы систем электроснабжения. Несинусоидальные токи в элементах электрической сети вызывают добавочные потери мощности и электроэнергии. Величина этих потерь зависит от степени искажения синусоидальности. Основной вклад в потери вносят 3-я, 5-я и 7-я гармоники.

Величина добавочных потерь в линии определяется такими факторами, как гармоническим составом и величиной токов высших гармоник, их распределением вдоль трассы линии, сопротивлениями проводов и тросов. Высокий уровень добавочных потерь активной мощности и энергии говорит о наличии резонансных процессов в линиях, что приводит к ухудшению качества передаваемой электроэнергии и снижению срока службы электрооборудования сети.

Анализ гармоник тока позволяет выявлять утечки и замыкания, а также локализовать их на уровне сегментов сети. Выявление резонансных явлений в топологии сети позволяет принять меры для лучшего согласования с нагрузкой и уменьшить потери энергии в сетях при транспортировке.

### **7.7. Коммерческие системы мониторинга воздушных сетей ЛЭП**

В настоящее время в нашей стране и за рубежом используется ряд коммерческих систем мониторинга воздушных электросетей, ориентированных на решение определенных задач и отличающихся не только функциональными характеристиками, но и ценой, а также способом монтажа на ЛЭП.

Одной из первых коммерческих систем мониторинга стала система *CAT-1*, разработанная в 1991 г. американской компанией *The Valley Group, Inc.* В настоящее время во всем мире используется свыше 300 систем мо-

мониторинга *CAT-1*. Система обеспечивает мониторинг в реальном времени погодных условий и натяжения проводов в точках крепления к опорам. Основной модуль системы монтируется на опоре ЛЭП и весит порядка 50 кг. Датчики измерения натяжения проводов представляют собой тензодатчики в корпусе из нержавеющей стали с крепежными отверстиями и устанавливаются между изолятором и опорой. Основой тензодатчиков является измерительный преобразователь. Основной модуль *CAT-1* состоит из влагостойкого алюминиевого корпуса с блоком электроники, встроенного модема, антенн для передачи данных и крепежных элементов. Модуль предназначен для эксплуатации в диапазоне температур окружающей среды  $-40...+60$  °С. Для обеспечения непрерывной работы модуля используется 12-В аккумуляторная батарея, зарядное устройство и панель солнечной батареи.

Несмотря на простоту измерений, система за счет использования патентованных алгоритмов анализа обеспечивает выявление и расчет многих полезных параметров ВЛ, например, стрелы провеса, токовой пропускной способности линии и даже наличия гололеда на проводах. На рис. 39 показана структура системы мониторинга *CAT-1* для обнаружения гололеда на проводах.

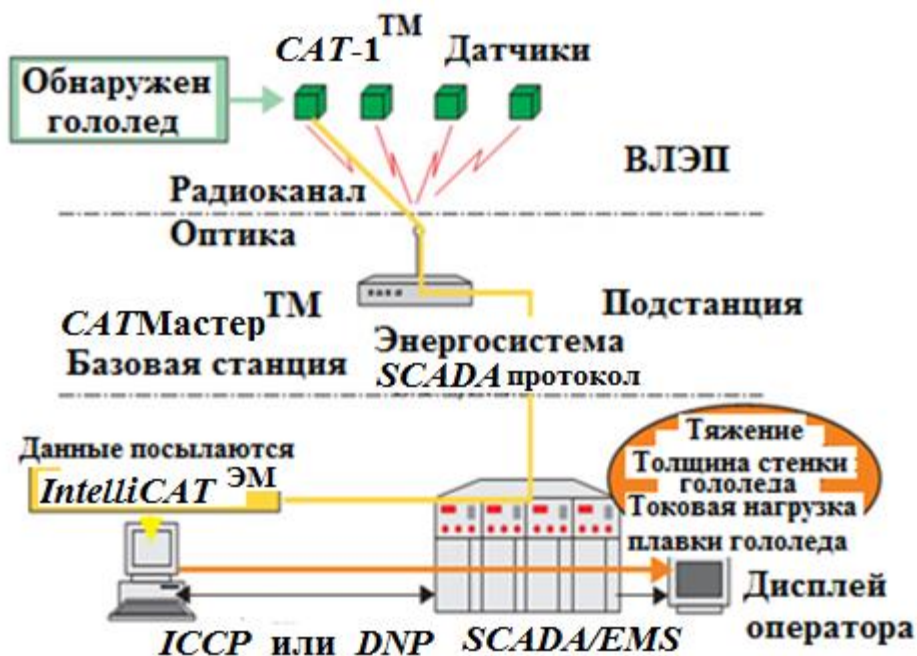


Рис. 39. Пример использования системы мониторинга *CAT-1* для обнаружения гололеда на проводах

Также широко распространена и другая концепция реализации измерительного модуля для систем мониторинга *OTLM* (*Over head Transmission Line Monitoring*), т. е. мониторинг пропускной способности ВЛ. В отличие от системы мониторинга *CAT-1*, измерительный модуль *OTLM* конструктивно монтируется на высоковольтный провод. Измерение тока в проводе и питание модуля осуществляется бесконтактно. Питание прибора производится от энергии, получаемой от провода через токовый трансформатор. Система *OTLM* обеспечивает в реальном времени измерение температуры и тока проводов. На рис. 40 показан общий вид *OTLM*-модуля, производимого словенской компанией *C&G*.

Основные характеристики измерительного модуля *OTLM*:

- диаметр капсулы 305 мм, длина 300 мм, вес капсулы 10 кг;
- диапазон применения на линиях ЛЭП — до 420 кВ, частота 50 Гц;
- диаметр токонесущего провода 10 – 50 мм;
- диапазон рабочих токов 50 – 1100 А;
- диапазон измерения температуры провода – 40...+125 °С;
- диапазон рабочих температур – 40...+70 °С;
- точность измерения температуры до 1 °С;
- канал передачи данных — *GSM* (900/1100/1800/1900 МГц);
- протокол передачи *SMS/GPRS*.



Рис. 40. Общий вид прибора *OTLM*

Устройство измеряет ток в проводе и температуру провода в фиксированных точках. Прибор имеет крепление для монтажа непосредственно на провод (рис. 40). Источник пи-

тания — встроенный токовый трансформатор. Получаемая энергия используется для питания всего устройства. Никаких внешних источников

питания не требуется. Также в приборе используется *GPS*-приемник. Измеренные значения тока и температуры привязаны, таким образом, к конкретным координатам положения блока на ЛЭП и меткам точного времени. Данные измерений периодически передаются в диспетчерский пункт, оборудованный системой *SCADA*, через стандартный *IEC*-протокол. Данные доступны через веб-браузер.

Регистрация в ОЗУ с кольцевой записью значений тока в линии с временной привязкой позволяет регистрировать в памяти предаварийную и послеаварийную истории событий в локальной точке установки измерителя на проводе. Осциллограммы, содержащие предысторию и историю аварии длительностью несколько минут, архивируются в ОЗУ большой емкости (*FRAM*). Эти данные могут быть переданы на сервер диспетчерского пункта или же использованы системой нескольких измерительных модулей для анализа и локализации аварийного события, например, факта короткого замыкания или обрыва провода.

Методы и средства мониторинга линий электрических сетей характеризующихся достаточно большой протяженностью и большими токами замыкания на землю основаны на измерении и запоминании параметров аварийного режима и вычислении расстояния до мест повреждения. Обработка результатов измерения выполняется уже после отключения линии релейной защитой. Одновременная фиксация аварийного сигнала до отключения источника питания ЛЭП устройствами контроля тока и напряжения в проводе воздушной ЛЭП и совместная обработка результатов измерений предлагаемыми способами позволяет быстро и достаточно просто определить место повреждения. Метод основан на регистрации системой синхронизированных от *GPS* датчиков тока и напряжения времени прохождения скачка фазного напряжения. Значения временных меток передаются в диспетчерский центр для обработки, где определяется сегмент поврежденной проводной сети. Анализируется аварийный сигнал, в котором выделяют одиннадцатую гармонику. Анализ фазовой характеристики вдоль линии передачи позволяет локализовать место аварии.

Достигнутые в последние годы технологические успехи в совершенствовании средств авиационного дистанционного зондирования позволяют использовать принципиально новые подходы для топографического мониторинга ЛЭП. С помощью лазерного аэрокартографического сканирования можно получать точные карты расположения всех объектов ЛЭП, в том числе опор и проводов с привязкой к *3D*-рельефу местности. Топология



рельефа, положение опор, высот подвеса, положение других значимых объектов в непосредственной близости от ЛЭП — все это теперь доступно оператору систем *SCADA*, наряду с оперативной информацией по состоянию проводов и климатических условий. При лазерном сканировании вдоль трассы ЛЭП можно параллельно проводить тепловизионную съемку. Классическими примерами являются обнаружение дефектов изоляции и измерение температуры проводов при съемке ЛЭП и термоконтроль состояния тепловых коммуникаций и ограждающих конструкций зданий на предмет сверхнормативных потерь энергии (рис. 41).

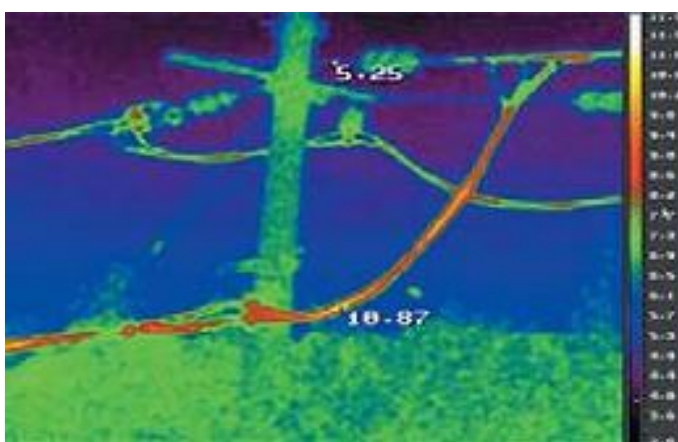


Рис. 41. Инфракрасное изображение фрагмента ЛЭП, полученное с помощью тепловизора «*IRTIS*», работающего в спектральном диапазоне 3–5 мкм

Использование лазерного локатора позволяет получать трехмерные образы рельефа и всех наземных объектов, а также проводить по ним геометрические измерения.

Совместное использование лазерно-локационной и инфракрасной съемки позволяет одновременно измерять истинную температуру провода и стрелу провеса, а также определять места утечек энергии и поврежденные изоляторы.



Рис. 42. Монтаж измерительного блока на проводах ЛЭП

Эксплуатация электроустановок и электрооборудования электрических сетей без их отключения становится в настоящее время основным способом обслуживания, и она широко применяется в различных странах мира на линиях электропередачи всех классов напряжения — от 0,38 до 750 кВ. Эта технология была разработана в СССР еще в 50-е годы и широко использовалась на практике. Применение этой системы позволяет сохранять нормальный режим работы электрических сетей при выполнении монтажа дополнительного оборудования и регламентных работ. Прогрессивность работ под напряжением дает экономические преимущества при сохранении безопасности операторов.

Для проведения монтажных работ на ВЛ под напряжением используются гидроподъемники, система изоляции, электропроводящий комплект спецодежды, образующий клетку Фарадея, внутри которой действие поля сведено к минимуму. Вся система гарантирует защиту электромонтера от протекания по нему тока ниже порога чувствительности. Это достигается выравниванием потенциалов рабочего места в системе «провода—подъемник—оператор» и шунтированием с одновременным применением надежной изоляции рабочего места от земли или заземленных элементов опоры. При этом от воздействия электрического поля электромонтер защищается электропроводящим комплектом спецодежды. Для удобства и технологичности монтажа на проводе корпус измерителя, в котором размещаются датчик тока, питающий трансформатор и блок электроники, выполняется из двух половинок. Обе половинки корпуса соединены посредством шарнирного механизма.

Управление шарнирным механизмом при монтаже измерителя тока на проводе ЛЭП производится посредством специальной поворотной штанги с шестигранным ключом. Перед монтажом, поворачивая ключ против часовой стрелки, производится раздвигание секций корпуса. Далее измеритель цепляется на провод ЛЭП. Фиксация корпуса измерителя тока на проводе производится поворотом технологического ключа по часовой стрелке. При этом обе половинки корпуса сходятся, замыкая контур вокруг провода. Встроенные муфты обеспечивают жесткую фиксацию корпуса измерителя тока на проводе ЛЭП. Потребность в увеличении энергии вынуждает энергосистемы использовать силовые кабели на пределе их физических возможностей, а интересы безопасности и эффективности имеют огромное значение для операторов, которым важно знать, какие процессы происходят вдоль кабельной трассы (локальный нагрев, критическая рас-

качка проводов, критический провес, обледенение). Системы мониторинга воздушных электросетей ЛЭП обеспечивают дополнительные функции, позволяя повысить эффективность передачи электроэнергии и уменьшить потери. Мониторинг не только обеспечивает повышение надежности транспорта электроэнергии, но и способствует уменьшению расходов на обслуживание линий электропередачи за счет более оперативных и точных данных при локализации аварийных сегментов, а также прогнозирования проблемных ситуаций на трассе. Использование перспективных систем мониторинга воздушных электросетей в последнее время стало особенно актуальным в России, поскольку, во-первых, существенно возросла стоимость ущерба при крупных авариях, а во-вторых, в связи с уменьшением надежности энергосистем вследствие сильного износа, как используемого оборудования, так и проводных линий.

### **Контрольные вопросы**

1. В чем отличие понятий «мониторинг» и «диагностика»?
2. В чем суть комплексной диагностики воздушной линии электропередачи?
3. С какой целью и какими приборами производится измерение сопротивления контура заземления опоры ВЛ?
4. С какой целью нормируются наибольшие допустимые значения сопротивлений заземляющих устройств электроустановок?
5. Как выбрать вариант схемы расположения электродов при измерении сопротивления заземлителей?
6. В чем суть компенсационного метода измерения сопротивления заземлителей?
7. Почему измерение сопротивления заземлителей прибором Ф4103-М1 производится на частоте 280 Гц?
8. С какой целью производится измерение удельного сопротивления грунта прибором Ф4103-М1?
9. В чем отличие понятия «непрерывность защитных проводников»?
10. В чем суть магнитометрического контроля состояния металлических конструкций опор воздушной линии электропередачи?
11. В чем особенности систем мониторинга пропускной способности проводов ЛЭП?

12. Какие типы датчиков входят в состав измерительного блока системы мониторинга ВЛ?
13. В чем особенности систем питания автономных измерительных блоков?
14. Какие каналы передачи данных используются в системах мониторинга ВЛ?
15. Как осуществляется мониторинг погодных условий вдоль линий электропередачи?
16. В чем причины возникновения коронного разряда на проводах ВЛ?
17. Как влияют высшие гармонические составляющие напряжения линии на величину добавочных потерь электроэнергии?
18. В чем суть коммерческой системы мониторинга воздушных сетей ЛЭП?
19. В чем особенности системы мониторинга *CAT-1* с измерительным модулем *OTLM*?
20. В чем суть дистанционного зондирования и лазерного аэрокартографического мониторинга ЛЭП?
21. Как устанавливаются устройства системы мониторинга на проводах ВЛ без её отключения?

## **8. Кабельные линии электропередачи**

Для кабельных линий всех классов напряжений при проектировании, строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и эксплуатации рекомендуется применять кабели:

- с увеличенной толщиной оболочки повышенной твердости для снижения риска повреждения оболочки при прокладке;

- с наружным электропроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого после прокладки кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, в том числе поливинилхлоридных композиций с низким дымо- газовыделением и без галогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;

- с изоляцией из сшитого полиэтилена для замены маслонаполненных кабелей и кабелей с пропитанной бумажной изоляцией;

- напряжением 110 – 500 кВ, прошедших «Предквалификационное испытание кабельной системы» на надежность по ГОСТ Р МЭК 62067-

2011, а напряжением 6 – 35 кВ, соответствующих требованиям МЭК 60502-2, МЭК 60502-4 и гармонизированных *HD 620 S2:2010* и *HD 605 S2*;

- для подводной прокладки - кабели бронированные (бронированные немагнитные) с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивающие работу в течение срока службы, выдерживающие осевые, поперечные, механические нагрузки в условиях гидростатического давления (только единой строительной длиной подводной части перехода кабельной линией);

- для прокладки в горной местности, а также в зонах сейсмической активности, применять бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и прокладывать их в специальных инженерных сооружениях. Способ прокладки определять проектом, с применением специальных мер защиты от механических повреждений.

- при параллельной прокладке силовых кабелей 110-500 кВ и кабелей ВОЛС для технологических защит ПС и ЛЭП, прокладку ВОЛС выполнять вне лотков с силовыми кабелями или защитных конструкций силовых кабелей.

Для КЛ 110 кВ и выше длиной не менее 0,5 км, как правило, должны применяться кабели со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры нагрева токопроводящей жилы. Ресурсный срок службы кабелей не менее – 30 лет с учётом эксплуатационных мероприятий, регламентированных соответствующими нормативными документами.

## 8.1. Схемы замещения КЛ и их параметры

Обычно линии электропередачи рассматриваются как линии с равномерно распределенными по её длине параметрами. В инженерных расчетах для кабельных линий электропередачи (КЛ) длиной менее 10 – 50 км обычно используют упрощенные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами. При этом погрешности электрического расчета линии практически зависят только от её длины. Выбор схемы замещения линии электропередачи определяется сложностью системы электроснабжения. При расчетах сложных систем электроснабжения на ЭВМ целесообразно использовать П-образную схему замещения с целью упрощения расчетов. Схемы замещения КЛ с сосредоточенными параметрами приведены на рис. 43.

Общепринято в схемах замещения выделять продольные элементы – сопротивления линии электропередачи:  $\underline{Z} = R + jX$  и поперечные элементы – проводимости:  $\underline{Y} = G + jB$ . Значения указанных параметров для КЛ

определяются по общему выражению  $\Pi = \Pi_0 L$ , где  $\Pi_0\{R_0, X_0, g_0, b_0\}$  - значение продольного или поперечного параметра, отнесенного к 1 км линии;  $L$  - протяженность линии электропередачи (погонные параметры).

В частных случаях, в зависимости от исполнения КЛ и класса напряжения, используют только доминирующие параметры, в зависимости от их физического проявления.

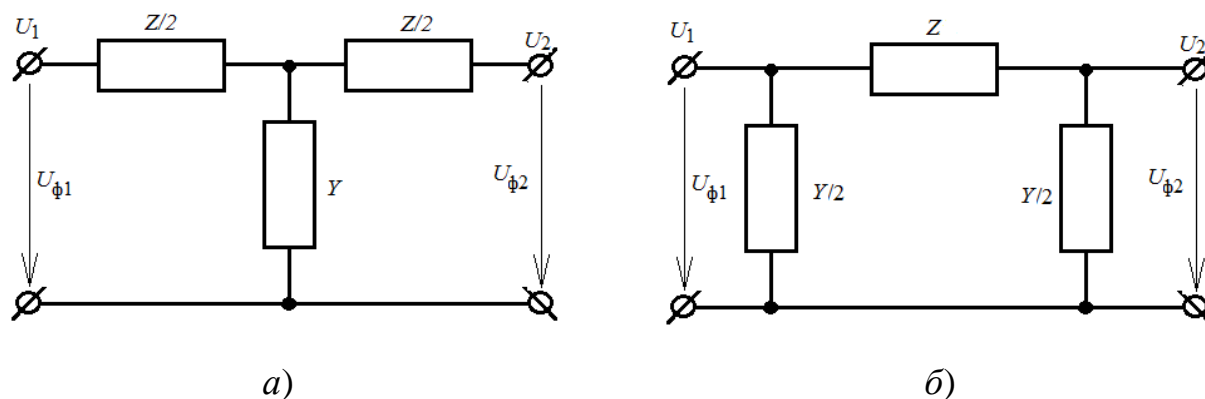


Рис. 43. Схемы замещения КЛ с сосредоточенными параметрами:  
 T – образная (а) и П – образная (б)

Активное сопротивление обуславливает тепловые потери и зависит от материала токоведущих жил кабеля и их сечения. Для КЛ с проводами небольшого сечения из цветных металлов активное сопротивление принимают равным омическому, поскольку проявление поверхностного эффекта на промышленной частоте в этом случае не превышает 1 %. Для проводов сечением более  $500 \text{ мм}^2$  явление поверхностного эффекта на промышленной частоте значительно.

Погонное активное сопротивление КЛ (Ом/км) определяется по формуле

$$R_0 = \rho/S,$$

где  $\rho$  - удельное активное сопротивление металла провода,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ :

- для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять  $\rho = 29,5 \div 31,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ ,

- для меди  $\rho = 18,0 \div 19,0 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ ;

$S$  – сечение фазного провода (жилы),  $\text{мм}^2$ .

Необходимо помнить, что активное сопротивление токопроводящей жилы силового кабеля зависит также от температуры окружающей среды

(КЛ проложена в земле, в воздухе, в трубах и т.д.) и значением протекающего по проводу силы тока. Зависимость активного сопротивления от температуры провода  $t$  определяется соотношением

$$R_0^t = R_0^{20} [1 + \alpha(t - 20^\circ\text{C})],$$

где  $R_0^{20}$  - нормативное значение сопротивления  $R_0$ , которое рассчитывается по соотношению  $R_0 = \rho/S$ , при температуре проводника  $t = 20^\circ\text{C}$ ;

$\alpha$  - температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/град (для медных и алюминиевых проводов значение  $\alpha = 0,00403$ ).

Индуктивное сопротивление токопроводящей жилы силового кабеля  $X$ , как и для воздушной линии, обусловлено магнитным полем, возникающим внутри и вокруг проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции направленная, в соответствии с принципом Ленца, противоположно ЭДС источника. Индуктивное сопротивление  $X$  обусловлено частотой тока  $\omega = 2\pi f$  и значением индуктивности фазы  $L$ .

Известно, что индуктивное сопротивление фаз многофазных линий электропередачи зависит также от взаимного расположения фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимоиндукции, значение которой в каждой фазе зависит от конструкции линии электропередачи. При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимоиндукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления. Поэтому индуктивное сопротивление кабельных линий в 3 – 5 раз меньше чем аналогичный параметр воздушных линий.

Индуктивное сопротивление, Ом/км, отнесенное к 1 км кабельной линии, на частоте тока 50 Гц и циклической частоте  $\omega = 2\pi f = 314$  рад/спроводов из цветных металлов определяется аналогично воздушной линии по эмпирической формуле как сумма внешнего  $\dot{X}_0$  и внутреннего  $\ddot{X}_0$  индуктивных сопротивлений. Внешнее индуктивное сопротивление определяется внешним магнитным потоком, образованным вокруг проводов и значениями величин  $D_{\text{ср}}$  и  $r_{\text{пр}}$  (среднегеометрического расстояния между фазными жилами и радиуса многопроволочных проводов соответственно). Внутреннее индуктивное сопротивление определяется внутренним потоком, замыкающимся в проводах.

При расчетах, в отличие от ВЛ, обычно используют заводские данные об индуктивном сопротивлении кабелей, поскольку потребитель не имеет информации о конструктивных особенностях кабелей (в частности о параметрах токопроводящих экранов). Для кабельных линий всех марок и сечений напряжением 0,38 – 10 кВ индуктивное сопротивление находится в интервале 0,06 – 0,10 Ом/км и определяется из таблиц физико-технических данных кабелей.

Из изложенного выше следует, что активное сопротивление КЛ зависит от материала, сечения и температуры провода. Зависимость  $R_0 = f(S)$  обратно пропорциональна сечению провода, ярко выражена при малых сечениях, когда  $R_0$  имеет большие значения, и мало заметна при больших сечениях проводов. Индуктивное сопротивление кабельных линий всех марок и сечений напряжением 0,38 – 10 кВ находится в интервале 0,06 – 0,10 Ом/км и определяется из таблиц физико-технических данных кабелей.

Емкостная проводимость обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землей (рис. 44). В практических расчетах рабочую емкость трехфазной воздушной линии (ВЛ) или кабельной линии (КЛ) электропередачи с одним проводом в фазе на единицу длины, Ф/км, определяют по формуле:

$$C_0 = 0,024 \cdot \left( \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \right)^{-1} \cdot 10^{-6}.$$

Численные данные значения рабочей емкости  $C_0 \cdot 10^{-6}$ , трехжильных силовых кабелей с поясной изоляцией, Ф/км, напряжением 0,4 – 10 кВ приведены в табл. 14. Емкостная проводимость  $b_0$  кабельной линии, См/км, зависит от конструкции кабеля и указывается заводом изготовителем, но для ориентировочных расчетов может быть оценена по формуле

$$b_0 = \omega C_0 = 7,78 \cdot \left( \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \right)^{-1} \cdot 10^{-6}.$$



Таблица 14

Значения рабочей емкости  $C_0 \cdot 10^{-6}$  трехжильных кабелей с поясной изоляцией

Напряжение, кВ	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>										
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
До 1 кВ	0,35	0,40	0,50	0,53	0,63	0,72	0,77	0,81	0,86	0,86	-
6	0,20	0,23	0,28	0,31	0,36	0,40	0,42	0,46	0,51	0,53	0,58
10	-	-	0,23	0,27	0,29	0,31	0,32	0,37	0,44	0,45	0,60

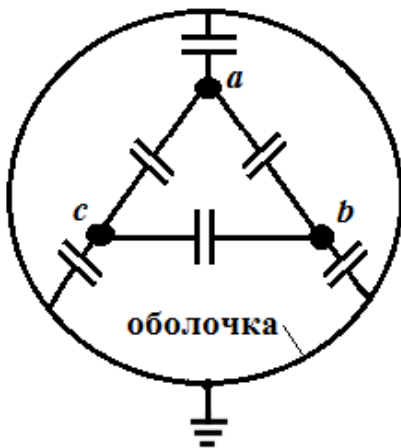


Рис. 44. Емкости трехфазной кабельной линии электропередачи

Под действием приложенного к КЛ напряжения через емкости линий протекают емкостные (зарядные) токи. Расчетное значение емкостной силы тока на единицу длины, кА/км

$$I_{c0} = U_{\phi} b_0 = U b_0 / \sqrt{3}.$$

Зарядная мощность кабельной линии, обусловленная током  $I_{c0}$ , определяется напряжением в каждой точке линии

$$Q_{c0} = 3U_{\phi} I_{c0} = 3U_{\phi}^2 b_0 = U^2 b_0.$$

Значение зарядной мощности для всей КЛ, длиной  $L$ , определяется через действительные (расчетные) напряжения начала и конца линии, Мвар:

$$Q_c = 0,5(U_1^2 + U_2^2)b_0L = 0,5(U_1^2 + U_2^2)B_c.$$

Эту же мощность можно определить приближенно по номинальному напряжению линии

$$Q_c \approx B_c U_{\text{ном}}^2,$$

где  $B_c = b_0 \cdot L$  - емкостная проводимость кабельной линии, длиной  $L$ , См;  
 $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение кабельной линии, кВ.

Для кабелей напряжением 6 – 35 кВ с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой известны генерации реактивной мощности  $q_0$  на один километр линии (см. табл. 15), с учетом которой общая генерация КЛ может быть определена по соотношению:

$$Q_{c \text{ кл}} = q_0 L.$$

Активная проводимость КЛ обусловлена потерями активной мощности  $\Delta P_k$  из-за несовершенства изоляции. Удельная проводимость  $g_0$  определяется по общей формуле для шунта, См/км

$$g_0 = \frac{\Delta P_k \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}^2}.$$

В кабельной линии под влиянием наибольшей напряженности находится слой поясной изоляции у поверхности жил кабеля. Чем выше рабочее напряжение кабеля, тем заметнее токи утечки через материал изоляции и нарушение её диэлектрических свойств (увеличение тангенса диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$ ).

Таблица 15

Расчетные характеристики трехжильных кабелей с бумажной изоляцией

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жил при температуре 20°C		Удельное индуктивное сопротивление $X_0$ , Ом/км					Удельная емкостная мощность $q_0$ , квар/км				
	алюминий	медь	Номинальное напряжение кабеля, кВ									
			До 1	6	10	20	35	6	10	20	35	
10	3,10	1,84	0,073	0,110	0,122	-	-	-	2,3	-	-	-
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	-	-	-	2,6	5,9	-	-
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,135	-	-	4,1	8,6	24,8	-
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	0,129	-	-	4,6	10,7	27,6	-
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	0,119	-	-	5,2	11,7	31,8	-
70	0,443	0,26	0,0612	0,080	0,086	0,116	0,137	-	6,6	13,5	35,9	86
95	0,326	0,194	0,0602	0,078	0,083	0,110	0,126	-	8,7	15,6	40,0	95

120	0,258	0,153	0,0602	0,076	0,081	0,107	0,120	9,5	16,9	42,8	99
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,104	0,116	10,4	18,3	47,0	112
185	0,167	0,099	0,0596	0,073	0,077	0,101	0,113	11,7	20,0	51,0	115
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	-	-	13,0	21,5	52,8	119
300	0,105	0,062	-	0,063	0,066	-	-	-	-	57,6	127
400	0,078	0,047	-	-	-	0,092	-	-	-	64,0	-

Активная проводимость силового кабеля на единицу длины, См/км.  
равна:

$$g_0 = \omega C_0 \cdot \operatorname{tg} \delta = b_0 \cdot \operatorname{tg} \delta,$$

и соответствующий ток утечки в изоляции кабеля:

$$I_y = U_\phi \cdot b_0 \cdot L \cdot \operatorname{tg} \delta = \frac{1}{\sqrt{3}} U \cdot B_c \cdot \operatorname{tg} \delta,$$

где  $B_c = b_0 L$ .

Тогда диэлектрические потери в материале изоляции КЛ, МВт, которые обязательно следует учитывать для КЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше можно определить по соотношению:

$$\Delta P_{\text{из}} = 3I_y^2 \frac{1}{\omega C_0 \operatorname{tg} \delta} L = U^2 g_0 L = U^2 \omega C_0 L \cdot \operatorname{tg} \delta = U^2 G,$$

где  $G = g_0 L = \omega C_0 L \cdot \operatorname{tg} \delta$  – активная проводимость КЛ с учетом её длины.

## 8.2. Схемы замещения КЛ для расчета симметричных режимов

При расчете симметричных установившихся режимов электроэнергетической системы схему замещения составляют для одной фазы, т.е. продольные параметры КЛ, сопротивления  $\underline{Z} = R + jX$  изображают и вычисляют для одного фазного провода (жилы).

Емкостная проводимость  $B_c$  учитывает проводимости (емкости) между фазами, между фазами и землей и отражает генерацию зарядной мощности всей трехфазной конструкции в начале и конце линии:

$$Q_{c1} = 0,5 B_c U_1^2 \text{ и } Q_{c2} = 0,5 B_c U_2^2.$$

Активная проводимость линии  $G$ , изображаемая в виде шунта между фазой (жилой) и точкой нулевого потенциала схемы (землей), включает суммарные потери активной мощности на корону (или в изоляции) трех фаз в начале и в конце линии:

$$\Delta P_{k1} = 0,5GU_1^2 \text{ и } \Delta P_{k2} = 0,5GU_2^2.$$

Поперечные проводимости (шунты)  $\underline{Y} = G + jB_c$  (рис. 45,в и 45,д) в схемах замещения кабельных линий электропередачи можно не изображать, а заменять мощностями этих шунтов (рис. 45,з).

Например, вместо активной проводимости показывают потери активной мощности в изоляции кабельной линии:

$$\Delta P_{из1} = \Delta P_{из2} = 0,5g_0L \cdot \operatorname{tg}\delta,$$

а взамен емкостной проводимости указывают генерацию зарядной мощности

$$Q_{c1} = Q_{c2} = 0,5B_c U_{ном}^2.$$

В кабельных линиях напряжением до 10 кВ небольших сечений (50 мм<sup>2</sup> и менее) определяющим является активное сопротивление, и в таком случае индуктивные сопротивления могут не учитываться (рис. 45,а). Диэлектрические потери кабельных линий напряжением до 35 кВ незначительны и в расчетах электрических режимов ими пренебрегают и соответственно принимают равной нулю активную проводимость (рис. 45,в).

Учет активной проводимости необходим для кабельных линий напряжением 110 кВ и выше в расчетах, требующих вычисления потерь электроэнергии. В местных сетях небольшой протяженности при номинальных напряжениях до 35 кВ зарядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных, поэтому в КЛ емкостную проводимость учитывают только при напряжениях линии 20 и 35 кВ.

Необходимость учета индуктивных сопротивлений зависит также от доли реактивной составляющей тока в общей электрической нагрузке. При анализе электрических режимов с низким коэффициентом мощности ( $\cos \varphi < 0,8$ ) индуктивное сопротивление кабельной линии необходимо учитывать, чтобы избежать ошибки при определении потери напряжения.

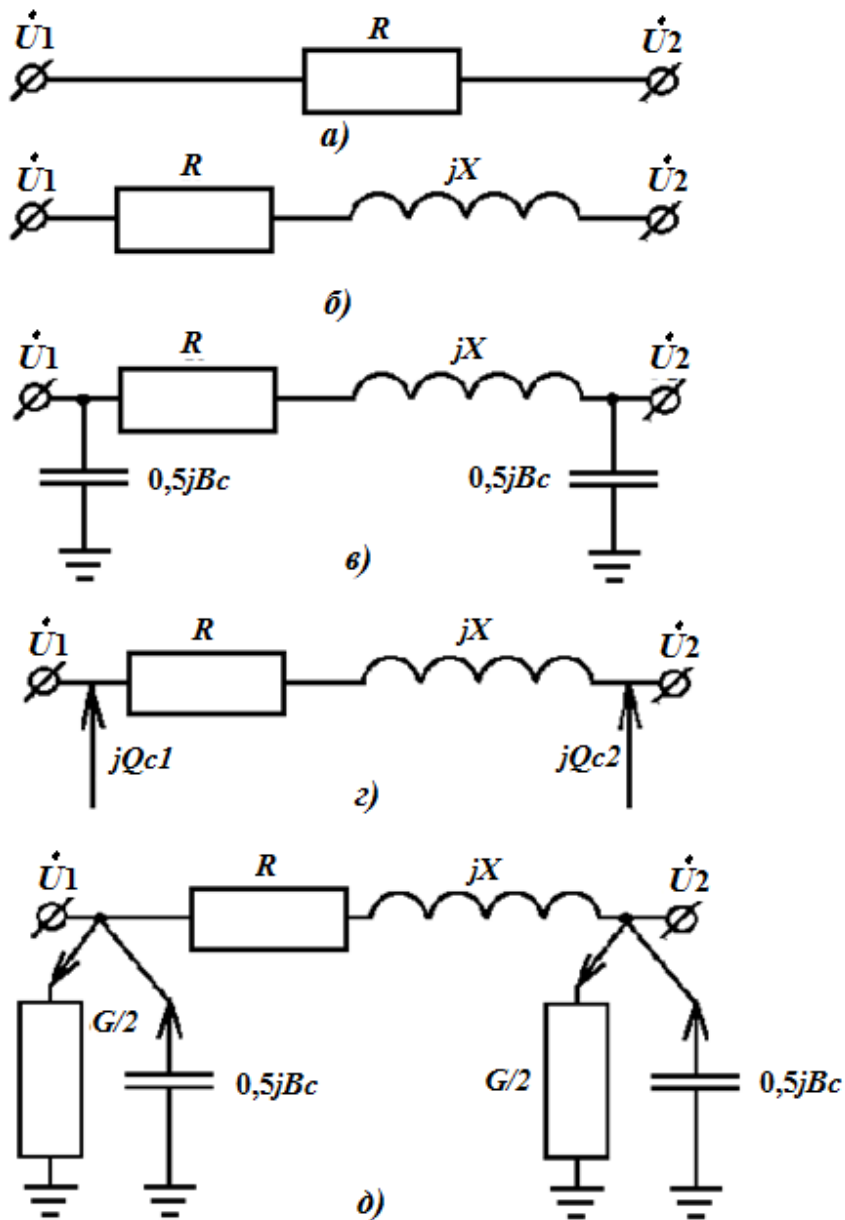


Рис. 45. Схемы замещения кабельных линий электропередачи: а) – КЛ напряжением 0,38 – 10 кВ малых сечений; б) – КЛ напряжением 0,38 – 20 кВ; в) – КЛ напряжением 35 кВ с емкостными проводимостями; г) – КЛ напряжением 35 кВ с зарядной мощностью вместо емкостных проводимостей; д) – КЛ напряжением 110 – 500 кВ с поперечными проводимостями.

### 8.2.1. Параметры нулевой последовательности КЛ

Металлическая оболочка кабеля, как правило, заземлена на его концах и в ряде промежуточных точек (муфтах). Следовательно, она образует для токов нулевой последовательности путь, параллельный земле. В этом отношении металлическая оболочка кабеля аналогична заземленным тросам у воздушной линии. На распределение тока между оболочкой и землей существенное влияние оказывает не только собственное сопротивление оболочки, но и сопротивление ее заземлений, значения которых зависят от характера прокладки кабеля (траншея, блоки, туннель, эстакада и т.д.) и

ряда других факторов, что очень затрудняет расчет параметров нулевой последовательности.

В ориентировочных расчетах для трехжильных кабелей обычно принимают:

$$r_0 \approx 10r_1; \quad X_0 \approx (3,5 \div 4,6)X_1.$$

Уточнить эти данные можно проведением соответствующих замеров в реальных условиях.

Для трехжильного кабеля с круглыми жилами реактивное емкостное сопротивление нулевой последовательности можно найти по приближенному выражению:

$$X_{c0} = \frac{96,5}{1,85 + \frac{2r}{b+B}} \cdot 10^3, \text{ Ом,} \quad \text{где}$$

$r$  – радиус токопроводящей жилы;

$B$  и  $b$  – толщина соответственно фазной и поясной изоляции.

Для кабеля с секторными жилами, имеющими ту же поверхность проводника и ту же толщину изоляции, как у кабеля с круглыми жилами, емкостное сопротивление  $X_{c1}$  и  $X_{c0}$  несколько меньше. Это снижение можно учесть коэффициентом  $n$ , значения которого приведены в табл. 16.

Таблица 16

Значения коэффициента снижения емкостного сопротивления  $n$

При $(b + B)/2r$	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0
$n$	0,72	0,82	0,87	0,90	0,94	0,96

## Контрольные вопросы

1. В чем суть современных требований к проектированию, строительству, реконструкции, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных линий электропередачи?
2. Какова физическая сущность активного сопротивления КЛ? Как и в каком случае следует учитывать температуру провода?
3. Каков физический смысл индуктивного сопротивления кабельных линий? Почему для линий одного исполнения и класса напряжения индуктивные сопротивления практически одинаковые, незначительно зависящие от сечения проводов и жил фаз? Каковы характерные значения этих сопротивлений для КЛ различных напряжений?
4. От чего зависит активная проводимость кабельных линий? Чем определяется качество изоляции линий?
5. Какие физические явления отражаются наличием в схеме замещения КЛ активной проводимости?
6. Что является главной изоляцией кабельных линий? Устройство и особенности.
7. При каких длинах КЛ возможен отказ от учета распределенности параметров для П-образной схемы замещения?
8. В каких случаях в схемах замещения КЛ небольшого сечения необходимо учитывать индуктивное сопротивление?
9. В чем отличие схем замещения КЛ напряжением 35 и 110 кВ? Когда в схемах замещения учитываются поперечные элементы?
10. С какой целью используются схемы замещения КЛ?
11. Почему КЛ являются источником зарядной (емкостной) мощности? Зависимость зарядной мощности от конструкции и номинального напряжения линии?
12. В каком случае схема замещения кабельной линии электропередачи составляется для одной фазы, и какие параметры в ней учитываются?
13. При каких условиях в кабельной линии электропередачи появляются токи нулевой последовательности?

## 9. Методики определения целости жил и фазировки КЛ

При введении в эксплуатацию новых электрических линий, а также после проведения ремонтных работ на действующих линиях обязательно производится проверка целости жил и фазировка кабельных линий. Измерение сопротивления изоляции кабельных линий (КЛ) рекомендуется производить мегаомметром на напряжение 2500 В. Выполнять измерения разрешается только на отключенных и разряженных КЛ.

Измерения сопротивления изоляции одножильных кабелей без металлического экрана (брони, оболочки), проложенных в земле, производятся между жилой и землей; для одножильных кабелей, проложенных на воздухе, сопротивление изоляции не измеряется.

Измерение изоляции одножильных кабелей с металлическим экраном (оболочкой, броней) производится между жилой и экраном. Измерение изоляции многожильных кабелей без металлического экрана (брони, оболочки) производится между каждой жилой и остальными жилами, соединенными между собой.

Измерение изоляции многожильных кабелей с металлическим экраном (броней, оболочкой) производится между каждой жилой и остальными жилами, соединенными вместе и с металлическим экраном (броней, оболочкой), например для трехжильного кабеля, с обозначением жил *A*, *B* и *C*, по следующей схеме:  $-A - B + C + \text{оболочка}$ ;  $-B - C + A + \text{оболочка}$ ;  $-C + B - A + \text{оболочка}$  (знак  $+$  означает, что жила используется в опыте, а знак  $-$  что жила остается свободной).

Электрическая схема измерения сопротивления изоляции кабеля с металлической броней приведена на рис 46.

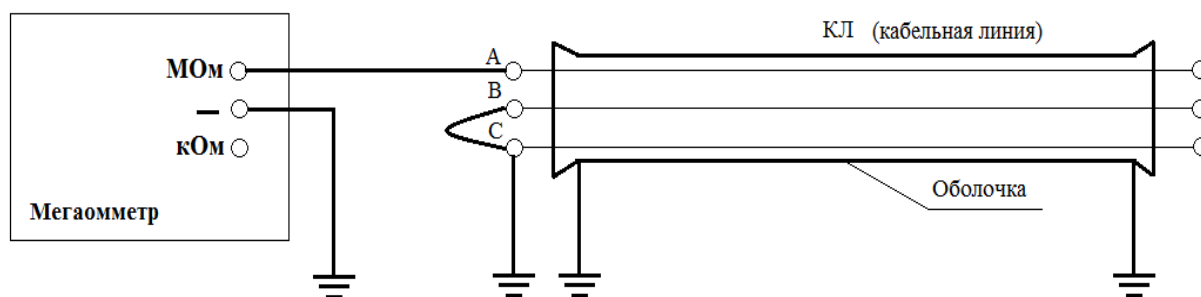


Рис. 46. Схема электрических соединений для измерения сопротивления изоляции жил силового кабеля мегаомметром типа М4100/5



Технический смысл фазировки жил кабеля заключается в определении соответствия фазы кабеля, находящейся под напряжением от распределительного устройства с предполагаемой одноименной фазой шин распределительного устройства, где производится фазировка. При этом под фазой трёхфазной системы понимают отдельный участок трёхфазной цепи, по которому проходит один и тот же ток, сдвинутый относительно двух других по фазе. Для обозначения фаз используются прописные буквы **A**, **B**, **C** или цветовая маркировка. Необходимо помнить, что по определению фазовым углом или просто фазой также называется угол, характеризующий определённую стадию периодически изменяющегося параметра, например, напряжения.

**В соответствии с ПУЭ при переменном трехфазном токе шины фазы A окрашиваются в жёлтый цвет, фазы B – в зелёный цвет и фазы C – в красный цвет.** Шины однофазного тока, если они являются ответвлением от шин трёхфазной системы, обозначаются как соответствующие шины трёхфазного тока.

*Проводники защитного заземления во всех электроустановках, а также нулевые защитные проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью обозначаются **РЕ** и имеют **цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины (15 – 100 мм) желтого и зеленого цветов.*** Защитный (**РЕ**) проводник – это проводник, предназначенный для целей электробезопасности.

*Нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются буквой **N** и **голубым цветом.*** Такие проводники в установках до 1 кВ предназначены для питания электроприёмников и соединяются с глухозаземлённой нейтралью генератора или трансформатора в сетях трёхфазного тока, с глухозаземлённым выводом источника однофазного тока, или с глухозаземлённой точкой источника в сетях постоянного тока.

*Совмещенный нулевой защитный и нулевой рабочий проводник имеет буквенное обозначение **PEN** и **цветовое обозначение голубой цвет по всей длине и желто-зеленые полосы на концах.*** Этот проводник в электропроводках до 1 кВ совмещает функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников. При постоянном токе положительная шина (+) обозначается красным цветом, отрицательная (-) – синим и нулевая рабочая – голубым цветом.

Трёхфазные системы могут отличаться порядком следования фаз, под которым понимается порядок, в котором ЭДС трёх фаз непрерывно проходит через одни и те же значения. Различают прямой порядок следования фаз, при котором выполняется последовательность следования фаз **A, B, C** и обратный - **A, C, B**. В отличие от термина «порядок следования фаз» под термином «чередование фаз» понимают очередность, в которой фазы трёхфазной цепи расположены в пространстве. Расположение шин в распределительных устройствах кроме комплектных сборных ячеек одно-стороннего обслуживания (КСО) и комплектных распределительных устройств (КРУ) 6 – 10 кВ, а также панелей 0,4 – 0,69 кВ заводского изготовления, регламентируется ПУЭ. Так, в распределительных устройствах 6 – 220 кВ при переменном трёхфазном токе сборные и обходные шины, а также все виды секционных шин располагаются в следующем порядке:

а) при горизонтальном расположении:

- одна под другой: сверху вниз **A-B-C**;
- одна за другой, наклонно или треугольником: наиболее удаленная шина - **A**, средняя - **B**, ближайшая к коридору обслуживания – **C**.

б) при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником): слева направо **A-B-C** или наиболее удаленная шина **A**, средняя – **B**, ближайшая к коридору обслуживания – **C**.

в) ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания:

- при горизонтальном расположении: слева направо **A-B-C**;
- при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником): сверху вниз **A-B-C**.

В пяти- и четырехпроводных цепях трёхфазного переменного тока в электроустановках напряжением до 1 кВ предусматривается следующее расположение шин:

а) при горизонтальном расположении:

- одна под другой: сверху вниз **A-B-C-N-PE (PEN)**;
- одна за другой: наиболее удалённая шина **A**, затем фазы **B-C-N**, ближайшая к коридору обслуживания – **PE (PEN)**;

б) при вертикальном расположении: слева направо **A-B-C-N-PE(PEN)** или наиболее удалённая шина **A**, затем фазы **B-C-N**, ближайшая к коридору обслуживания – **PE(PEN)**;

в) ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания:

- при горизонтальном расположении: слева направо *A-B-C-N-PE(PEN)*;
- при вертикальном расположении: *A-B-C-N-PE(PEN)* сверху вниз.

Несоблюдение порядка следования фаз и чередования фаз приводит к возникновению короткого замыкания (КЗ). Варианты несовпадения фаз двух электроустановок показаны на рис. 47. При этом на рис. 49,а показан случай ошибки монтажа, когда фазы одноименных напряжений совпадают (см. векторную диаграмму), а порядок чередования обозначений зажимов у выключателя - не совпадают.

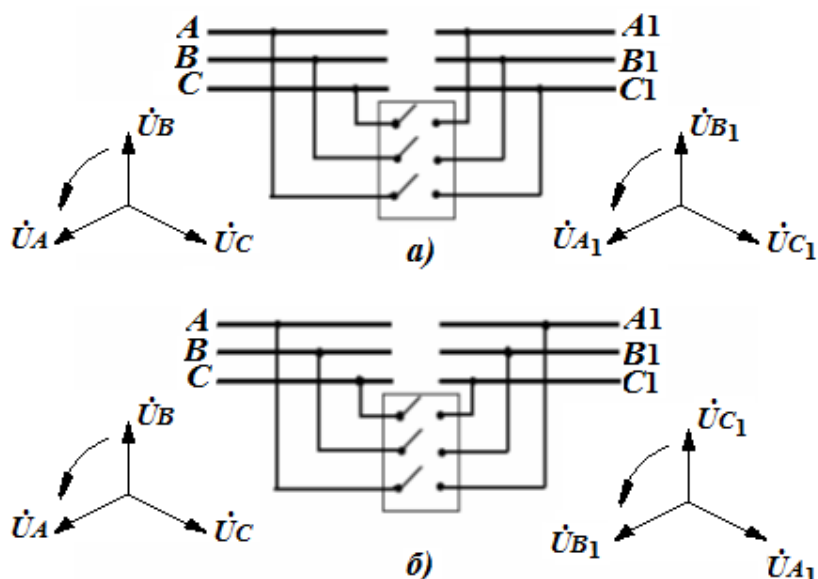


Рис. 47. Варианты несовпадения фаз двух электроустановок: а) ошибка монтажа; б) фазированные напряжения сдвинуты по фазе

На рис.47,б показан вариант, когда порядок чередования фаз совпадает, а фазированные напряжения оказываются сдвинутыми по фазе (разные группы соединения обмоток). Исключить возможность возникновения короткого замыкания возможно при совпадении, как фаз одноименных напряжений, так и порядка их чередования. Вариант такого включения электроустановок приведен на рис. 48.

Определение токов КЗ и проверка оборудования и линий по термической и динамической стойкости для случая аварийной ситуации проводится в соответствии с рекомендациями ПУЭ. Допустимое значение тока КЗ для кабельной линии по условию её термической стойкости определяется в зависимости от материала и сечения жил кабелей, а также длительности

прохождения тока КЗ.

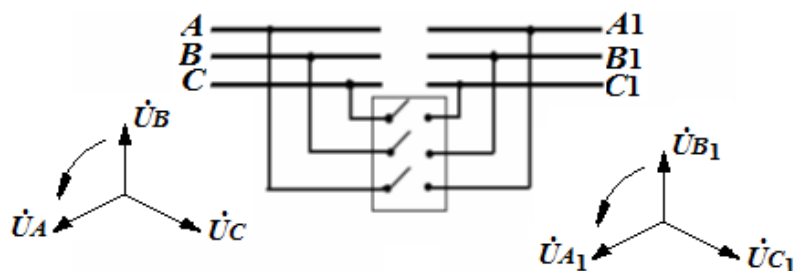


Рис. 48. Вариант совпадения фаз двух электроустановок

Сечение  $S$ , при котором проводник обладает термической стойкостью к току короткого замыкания, при заданном значении приведенного времени  $t_{пр}$  определяется по формуле:

$$S = I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{пр}} / C, C = \sqrt{\frac{\gamma_{ж} C_{ж} (T_{кз} - T_{н})}{0,24\rho \left\{ 1 + \alpha \left[ (T_{н} - T_0) + \frac{T_{кз} - T_{н}}{2} \right] \right\}}}$$

где  $t_{пр}$  - допустимая продолжительность тока короткого замыкания, с;

$I_{\infty}$  - действующее значение установившегося тока к.з., А;

$C$  - термический коэффициент;

$T_{кз}$  - допустимая температура жилы при к.з., °С;

$\gamma_{ж}$  - плотность материала жилы, г/см<sup>3</sup>;

$C_{ж}$  - удельная теплоёмкость жилы, Дж/(кг · К);

$\rho$  - удельное сопротивление жилы, Ом · см;

$\alpha$  - температурный коэффициент материала жилы;

$T_{н}$  - температура нагрева жилы в нормальном режиме, °С;

$T_0$  - температура окружающей среды, °С.

*Расчетные значения термического коэффициента  $C$  для кабелей с алюминиевыми жилами приведены в табл.17, где в числителе указаны значения для температуры окружающей среды  $T_0 = 15^{\circ}\text{C}$ , в знаменателе  $T_0 = 25^{\circ}\text{C}$ .*

Таблица 17

Значения термического коэффициента  $C$  для кабелей с алюминиевыми жилами

Тип кабеля	Допустимая температура, °С		Загрузка линии до момента к.з.				
	длительная	при к.з.	$0,5P_{н}$	$0,65P_{н}$	$0,75P_{н}$	$P_{н}$	
С бумажной изоляцией напряжением:							
	35 кВ	50	125	86/84	84/82	81/80	73/74
	20 кВ	55	125	86/83	82/81	80/78	70/71
	10 кВ	60	200	107/105	104/103	101/101	94/95
6 кВ	65	200	106/105	103/102	106/105	92/93	
С изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида		120	82/79	77/75	72/73	59/60	
	70	130	86/83	81/79	77/76	64/65	
		160	94/95	91/90	88/87	77/78	
С бумажной изоляцией на 1 кВ	80	200	105/103	100/100	97/97	85/87	
С изоляцией из вулканизированного полиэтилена	90	250	114/113	110/109	109/106	95/96	

Допустимые значения токов короткого замыкания, для кабелей напряжением 6 – 10 кВ с бумажной изоляцией и 100% номинальной нагрузкой указаны в таблицах ПУЭ для алюминиевых и медных токопроводящих жил. При расчёте токов КЗ в сетях напряжением 6 – 10 кВ приведенное время может быть принято равным действительному.

Изменение маркировки зажимов электрических машин и аппаратов приводит к изменению режимов их работы и, возможно, возникновению аварийной ситуации. В соответствии со стандартом основными схемами соединения обмоток электрических машин (двигателей, генераторов, трансформаторов и т.д.) являются «звезда» (Y) и «треугольник» (Δ) Преднамеренное или случайное изменение маркировки зажимов обмотки приводит к изменению направления вектора ЭДС наводимой в этой обмотке на противоположное. Такой же результат получается при изменении направления намотки обмотки. Для того, чтобы исключить возможные ошибки и систематизировать все многообразие схем соединения обмоток трансформаторов используется понятие «группа соединений», которое характеризует угловое смещение векторов линейных ЭДС вторичных обмоток относительно одноименных векторов линейных ЭДС первичных обмоток. Группа соединений обозначается числом, которое при умножении на  $30^\circ$  даёт угол отставания вектора ЭДС вторичной обмотки. Если, например, схема и группа соединений трансформатора обозначена Y/Δ-11, то смещение векторов линейных ЭДС равно  $330^\circ$ . На параллельную работу включаются трансформаторы только с одинаковой группой соединения обмоток.

В соответствии с нормативными документами рекомендуется применять две группы соединения обмоток трёхфазных двухобмоточных трансформаторов: 0 и 11. Однако на практике могут встречаться 12 групп, а также такие соединения, которые нельзя отнести ни к одной из групп. Как правило, они возникают вследствие ошибок, допущенных при монтаже и ремонте оборудования.

Выбор метода фазировки, как обязательной технологической операции, проводимой при вводе оборудования в работу после монтажа или ремонта, зависит от его вида (линия, трансформатор, генератор) и класса напряжения, на которое оно рассчитано. Следует различать прямые и косвенные методы фазировки. Прямыми методами называются такие, которые используются для фазировки оборудования, находящегося под напряжением. Прямые методы используются в установках до 110 кВ. Косвенными

называются методы, в которых фазировку проводят с помощью трансформаторов напряжения, которые подключены к фазлируемым частям установки. Данные методы могут применяться в различных установках независимо от класса её напряжения.

### 9.1. Оборудование для выполнения фазировки КЛ

В электрических сетях напряжением 0,4 кВ для выполнения фазировки вновь вводимого в эксплуатацию кабеля с кабелем, находящимся под напряжением может быть использован вольтметр с диапазоном измерений, рассчитанным на двойное фазное или двойное линейное напряжение. Схема выполнения фазировки приведена на рис. 49.

Кабель, который вводится в эксплуатацию, с одного конца подключается к шинам, а на другом конце измеряется напряжение между одноименными фазами действующего и нового кабеля. Фазировка силового кабеля выполнена правильно в том случае, когда напряжение между одноименными фазами равно нулю, а между разноименными фазами равно линейному напряжению.

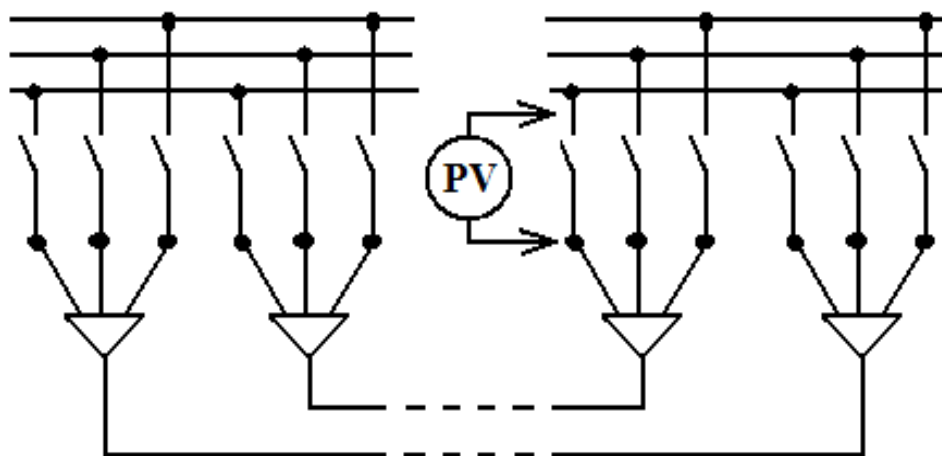


Рис. 49. Фазировка силовых кабелей под напряжением в сетях 0,4 кВ с помощью вольтметра

При параллельном подключении двух силовых кабелей до включения необходимо убедиться, что подключение произведено в соответствии с маркировкой и между их жилами отсутствует короткое замыкание. Такая проверка выполняется с помощью контрольной лампы, питаемой от постороннего источника по схеме, приведенной на рис. 50, или мегаомметра.

Обесточенные кабельные линии можно сфазировать при помощи мегаомметра путем измерения сопротивлений токоведущих жил. Для этого поочередно заземляют жилы в начале кабеля, а в конце кабеля мегаомметром измеряют сопротивление изоляции жил относительно земли. Менее трудоёмким является способ, который заключается в следующем. С одного конца силового кабеля одна из жил заземляется, вторая жила заземляется через сопротивление 8 - 10 МОм, а третья жила не заземляется. На противоположном конце кабеля измеряются сопротивления жил относительно земли. По показаниям прибора легко определить последовательность следования фаз. Сопротивление заземленной жилы будет равно нулю, жилы заземлённой через сопротивление – значению этого сопротивления, а у незаземленной жилы - бесконечно большим.

В сетях с напряжением до 500 В для определения порядка следования фаз может использоваться прибор ФУ-2, принцип действия которого такой же, как у асинхронного двигателя. Прибор содержит три обмотки, расположенные на ферромагнитных сердечниках и алюминиевый диск. В том случае, когда фазы исследуемой сети совпадают с маркировкой на приборе, диск вращается в направлении, указанном стрелкой на корпусе прибора. Такое вращение соответствует прямому порядку следования фаз. Вращение диска в противоположном направлении - обратному порядку следования фаз.

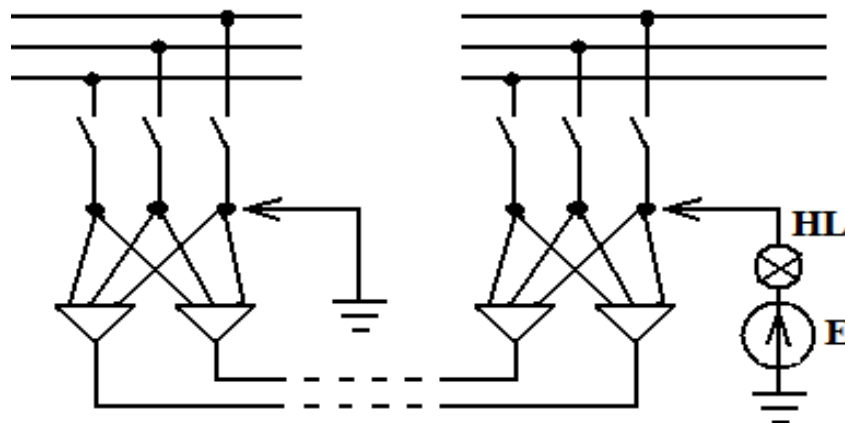


Рис. 50. Фазировка двух силовых кабелей при отсутствии напряжения

Порядок следования фаз можно определить универсальным прибором вольт-ампер-фазометром ВАФ-85, который позволяет производить измерения действующего значения напряжения и тока промышленной частоты и их фазовые сдвиги, а также определять правильность следования

фаз. Угол сдвига фаз определяется относительно трёхфазной системы напряжения. Предел допустимой основной погрешности этого прибора при измерении переменного напряжения и тока не превышает 4%, угла сдвига фаз – 1,5%. Для определения порядка следования фаз трехфазное напряжение подводится к контактным зажимам «А», «В», «С» прибора, затем отжимается рукоятка верньера чтобы обеспечить вращение свободной оси фазорегулятора. Вращение лимба прибора по часовой стрелке указывает на прямой порядок следования фаз.

Фазировка и определение разности фазуемых напряжений кабельных, воздушных линий и трансформаторов в электроустановках напряжением 6-10 кВ переменного тока может выполняться специальными указателями напряжения, в состав которого входят собственно указатель напряжения, трубка с добавочным резистором и соединяющий их проводник (рис. 51). В корпус (трубку из изоляционного материала) указателя напряжения 1 вмонтированы сигнальная лампа 7 типа ТНУВ, шунтирующий конденсатор 10 и три дополнительных полистирольных конденсатора 8 типа ПОВ-15 на рабочее напряжение 1 кВ каждый. В трубку 2 встроено до десяти термостойких резисторов 9 типа М ЛТ-2, суммарное сопротивление которых составляет 8-10 МОм. Обе трубки последовательно соединены проводом 4 типа ПВЛ-1, выдерживающим испытательное напряжение до 20. кВ. К верхним частям трубок привинчены металлические щупы 3, соединенные с электрической схемой, к нижним - изолирующие штанги 5 с ручкой-захватом 6.

Кроме указателя напряжения УВНФ с сигнальной лампой для фазировки в установках 6—10 кВ используются двухполюсные цифровые указатели высокого напряжения, например, цифровой УВНсТФ-10И. Напряжение индицируется с помощью цифрового трехразрядного светодиодного индикатора. Указатель выполнен в корпусе из ударопрочного полистирола. Может использоваться как двухполюсный указатель с цифровой индикацией напряжения от 100 В до 15 кВ в сетях 0,4 – 6 – 10 кВ и шагового напряжения

Для фазировки на отключенный аппарат (выключатель, разъединитель) с каждой из его сторон подают фазуемые напряжения. Щупы указателя подносят к зажимам, принадлежащим одному полюсу отключенного аппарата, и наблюдают за свечением сигнальной лампы. При этом возможны два случая включения указателя: встречное включение — это включение на несфазированное напряжение, лампа указателя в этом случае



должна ярко гореть, сигнализируя о несовпадении фаз; согласное включение - это включение на напряжение одной и той же фазы. Отсутствие свечения лампы свидетельствует об одноименности фазизируемых напряжений, поданных на зажимы полюса, на возможности соединения этих фаз между собой включением коммутационного аппарата.

Порог зажигания сигнальной лампы указателя нормируют при встречном и согласном включении. Под порогом зажигания понимают то минимальное приложенное к щупам указателя напряжение, при котором наступает видимое устойчивое свечение сигнальной лампы. В зависимости от схемы включения указателя порог зажигания принят следующим: при фазизируемом напряжении, 6 – 10 кВ напряжение зажигания при встречном включении не выше 1500 – 2750 В. Напряжение зажигания при согласном включении не ниже 7000 – 12700 В. Свечение лампы при подключении обоих щупов указателя к одной фазе на самом деле объясняется влиянием электрических емкостей различных элементов указателя на заземленные конструкции. Прохождение тока через эти емкости и приводит к свечению лампы.

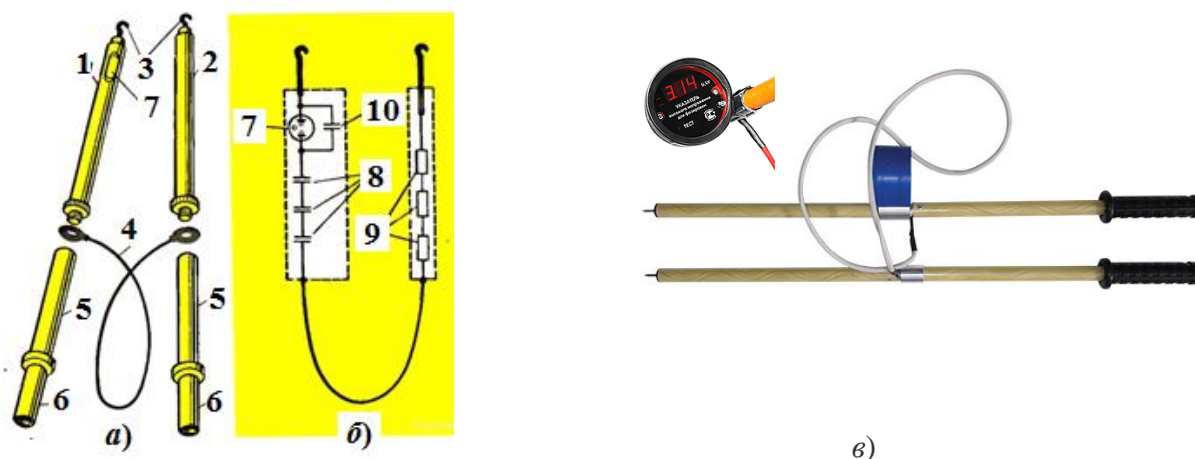


Рис. 51. Указатели напряжения типа УВНФ (а, б) и УВНсТФ-10И (в) для фазировки в установках 6—10 кВ

Чтобы избежать ошибки при фазировке, напряжение зажигания указателя при согласном включении принято более высоким, чем то, рабочее напряжение, на котором производится фазировка. Это приводит к тому, что при согласном включении на рабочем напряжении электроустановки лампа указателя светиться не будет. И наоборот, при встречном включении, когда на полюс отключенного аппарата подано несфазированное

напряжение, лампа указателя должна загораться при напряжении, значительно меньшем номинального.

Высоковольтные кабели фазируются с помощью трансформаторов напряжения, установленных на центрах питания (ЦП).

При фазировке кабельных и воздушных линий 6 – 10 кВ, не имеющих между собой непосредственной электрической связи и отходящих от разных подстанций, которые в свою очередь питаются от одной синхронно работающей сети используют электрическую емкость «провод – земля». Замкнутые контуры для прохождения тока через прибор образуются благодаря этой электрической емкости. Схема фазировки двух линий показана на рис. 52. Из схемы видно, что через прибор при подключении его к разноименным фазам будет проходить ток, равный геометрической разности емкостных токов фазируемых частей установки.

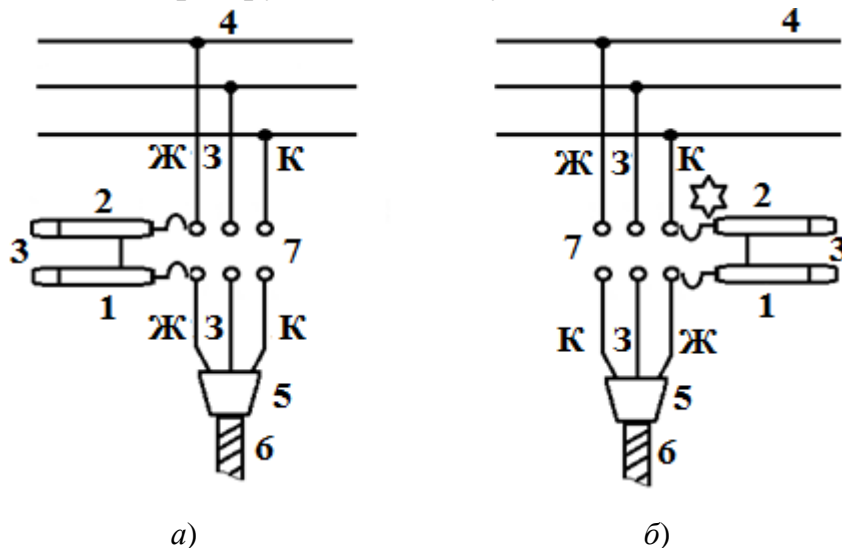


Рис. 52. Фазировка кабельной линии под напряжением: *a)* — соответствие фаз кабеля и шин; *б)* — разные фазы шин и кабеля в месте присоединения последнего; 1 — указатель напряжения; 2 — трубка сопротивления; 3 — провод; 4 — шина; 5 — концевая заделка; 6 — кабель; 7 — разъем спуска шин

При фазировке кабельных и воздушных линий 6 – 10 кВ, не имеющих между собой непосредственной электрической связи и отходящих от разных подстанций, которые в свою очередь питаются от одной синхронно работающей сети используют электрическую емкость «провод – земля». Замкнутые контуры для прохождения тока через прибор образуются благодаря этой электрической емкости. Схема фазировки двух линий показана на рис. 53. Из схемы видно, что через прибор при подключении его к раз-

ноименным фазам будет проходить ток, равный геометрической разности емкостных токов фазируемых частей установки.

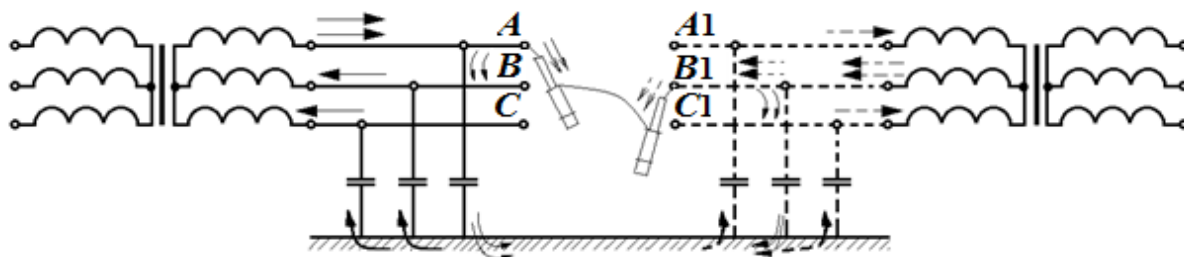


Рис. 53. Схема прохождения тока через прибор при фазировке линий, не имеющих между собой непосредственной электрической связи

В качестве прибора - индикатора напряжения при фазировке линий применяют указатель напряжения типа УВН. Его сигнальная лампа светится при встречном включении и гаснет при согласном включении, когда фазы совпадают. Последовательность и содержание операций по фазировке не отличаются от тех, которые были описаны при изложении метода фазировки кабельных и воздушных линий 6 – 10 кВ, имеющих между собой электрическую связь.

Иногда этот метод представляют, как фазировку двух трансформаторов по линиям, проложенным между ними. Однако в отличие от фазировки трансформаторов напряжением до 380 В, в данном случае не требуется ни заземления нулевых точек обмоток, ни установки временных перемычек между выводами. Путь прохождения тока через указатель зависит от того, в каком режиме работает установка. В сетях с заземленной или с компенсированной нейтралью ток проходит через нулевые точки трансформаторов, в сетях с изолированной нейтралью – через емкости на землю токоведущих частей установки. Фазировка возможна при отсутствии в сети замыкания на землю.

Для фазировки кабельных и воздушных линий 35 – 110 кВ применяют указатели напряжения типа УВНФ-35-110 или УВНсТФ-10И (рис. 51). Фазировку производят на отключенных разъединителях (или отделителях), выводы которых находятся под напряжением: с одной стороны, от шин РУ, с другой – от фазируемой линии. Сначала на всех фазах разъединителей проверяют наличие напряжения прикосновением щупов указателя к фазе и к заземленной конструкции. При наличии напряжения лампа указа-

теля должна загораться. Затем на крайних фазах разъединителей проверяют совпадение напряжений по фазе. На средней фазе проверку не производят. Если лампа указателя не загорается при фазировке на крайних фазах, то фазировку считают законченной – фазы совпадают. При свечении лампы указателя на обоих крайних фазах или только на одной фазировку прекращают – фазы не совпадают.

## **9.2. Методики определения целости жил, характера и места повреждения КЛ**

Определение целости жил характера и места повреждения кабельных линий (в общем случае определение места повреждения (ОМП)) подразделяется на три основных этапа:

- диагностика повреждения, то есть определение характера повреждения кабеля. На этом этапе ОМП устанавливается необходимость предварительного прожигания;
- определение зоны предполагаемого повреждения одним из относительных методов;
- уточнение местонахождения повреждения одним из абсолютных методов.

Метод ОМП кабельной линии выбирается в зависимости от характера повреждения. Повреждения кабеля могут быть подразделены на следующие виды:

- повреждения изоляции, вызывающее замыкание одной фазы на землю;
- повреждение изоляции, вызывающее замыкание двух или трёх фаз на землю либо двух или трёх фаз между собой;
- обрыв проводов одной, двух и трёх фаз (с заземлением или без заземления фаз);
- заплывающий пробой изоляции;
- сложные повреждения, представляющие комбинации из вышеупомянутых видов повреждений.

Для установления характера повреждения кабельной линии следует:

- измерить сопротивление изоляции каждой токоведущей жилы по отношению к земле;
- измерить сопротивление изоляции между парой токоведущих жил;
- измерить электрическое сопротивление токоведущих жил;

- определить целостность (отсутствие обрыва) токоведущих жил.

Измерения производятся на кабельной линии, которая отсоединена от источника питания и от неё отсоединены все электроприёмники.

Измерение сопротивления изоляции КЛ рекомендуется производить мегаомметром на напряжение 2500 В. Для измерения электрического сопротивления токоведущих жил могут использоваться мосты постоянного тока. В том случае, если температура окружающей среды  $T$  при измерениях отличается от  $20^{\circ}\text{C}$ , то после измерения производится пересчет сопротивления на температуру  $20^{\circ}\text{C}$  по формуле:

$$R_{20} = \frac{R_x}{1 + TK\rho(T - 20)},$$

где  $TK\rho$  - среднее значение температурного коэффициента удельного сопротивления.

Полученное значение сопротивления используется для определения длины исследуемого участка кабеля

$$L = \frac{RS}{k\rho},$$

где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление материала, из которого изготовлена токоведущая жила;

$k$  – коэффициент, учитывающий влияние скрутки проволок в жиле,

( $k = (1,02 \div 1,03)$ );

$S$  – сечение жилы.

Численные значения геометрических параметров секторных алюминиевых жил кабелей напряжением 1 – 10 кВ приведены в табл. 18.

После определения характера повреждения кабельной линии выбирается метод для определения места повреждения в данном конкретном случае. Рекомендуется в первую очередь определить зону, в которой расположено повреждение. Определение зоны повреждения производится одним из следующих относительных методов: импульсным (локационным), колебательного разряда (волновым) или петлевым.

Петлевой метод основан на том, что поврежденная и «исправная» жилы кабеля соединяются накоротко с одной стороны (образуется петля); с другой стороны, к концам жил подсоединяются дополнительные регулируемые резисторы – создается схема моста. Для пользования методом петли

необходимо иметь хотя бы одну неповрежденную жилу кабеля или хотя бы одну жилу с переходным сопротивлением, значительно превышающим переходные сопротивления двух других жил (в 10 – 100 раз). Значения переходного сопротивления жилы должно быть не более 5000 Ом.

Таблица 18

Параметры секторных алюминиевых жил кабелей напряжением 1 – 10 кВ

Конструкция кабеля и жилы	Высота $h$ , мм / ширина $b$ , мм для жил сечением							
	35	50	70	95	120	150	185	240
Трехжильные однопроводные, 1 – 10 кВ	$\frac{5,5}{9,2}$	$\frac{6,4}{10,5}$	$\frac{7,6}{12,5}$	$\frac{9,0}{15,0}$	$\frac{10,1}{16,6}$	$\frac{11,3}{18,4}$	$\frac{12,5}{20,7}$	$\frac{14,4}{23,8}$
Трехжильные многопроводные, 1 – 10 кВ	$\frac{6}{10}$	$\frac{7,0}{12,0}$	$\frac{9,0}{14,0}$	$\frac{10,0}{16,0}$	$\frac{11,0}{18,0}$	$\frac{12,0}{20,0}$	$\frac{13,2}{22,0}$	$\frac{15,2}{25,0}$
Четырехжильные однопроводные, 1 кВ	$\frac{-}{-}$	$\frac{7,0}{10,0}$	$\frac{8,2}{12,0}$	$\frac{9,6}{14,1}$	$\frac{10,8}{16,0}$	$\frac{12,0}{18,0}$	$\frac{13,2}{18,0}$	$\frac{-}{-}$

Методом петли надежно проверяются однофазные и двухфазные замыкания устойчивого характера. Трехфазные замыкания определяются при наличии дополнительного провода, в качестве которого может быть использован параллельно проложенный кабель.

Известны методы определения места повреждения кабеля по схеме петли Муррея и петли Варлея. Метод петли Муррея (рис. 54) применяется, если в определенном месте одна из жил кабеля замыкается на другую или на оболочку через переходное сопротивление  $R_n$ , значение которого не превышает  $10^4$  Ом. Для более точного определения места повреждения проводят замеры с двух концов кабеля.

Из условия равновесия моста следует:

$$M \cdot (2r - r_x) = R \cdot r_x; \quad r_x = \frac{M \cdot 2r}{M + R}$$

где  $R$  – сопротивление плеча моста, подключенного к неповрежденной жиле (декады П1 – П4);

$M$  – сопротивление плеча моста, подключенного к поврежденной жиле (отсчет по декаде П5 отношений  $m/n$ );

$r$  – сопротивление жилы кабеля;

$r_x$  – сопротивление жилы кабеля до места повреждения.

При постоянном сечении токоведущих жил сопротивления отрезков пропорциональны длине соответствующих участков. Расстояние до места повреждения находится из выражения

$$L_x = 2L \frac{M}{M + R},$$

где  $L$  – длина кабельной линии.

Измерения по определению места повреждения следует производить с обоих концов кабельной линии, меняя место установки перемычки. Оценить полученные результаты можно исходя из равенства

$$L_x + L_y = 2L$$

Погрешность измерений вычисляется по формуле

$$\Delta L = \frac{2L - (L_x + L_y)}{2L} 100\%.$$

Схема измерений методом петли Варлея приведена на рис. 55. Результаты измерений определяются по формуле:

$$r_x = \frac{n(R + r)}{n + 1},$$

где  $r$  – сопротивление двух жил кабеля, Ом;

$R$  – сопротивление плеча сравнения (декады П1 – П4);

$n$  – множитель, устанавливаемый на декаде моста П5.

$r_1, r_2$  – сопротивления декады моста П5, определяющие значения множителей  $m$  и  $n$ .

Расстояние до места повреждения кабеля находится из выражения

$$L_x = \frac{r_x}{\rho} S,$$

где  $S$  – сечение токопроводящей жилы, мм<sup>2</sup>,

$\rho$  – удельное сопротивление материала жил кабеля, Ом мм<sup>2</sup>/км.

Измерения также следует производить с обоих концов кабельной линии, меняя место установки перемычки.

При обрыве токоведущих жил для определения мест повреждения применяется емкостной метод, основанный на измерении емкости жил по отношению друг к другу или по отношению к земле. Схема емкостного моста приведена на рис.56. Из условия равновесия моста следует:

$$C_x = C_n \frac{R}{M},$$

где  $M$  и  $R$  – регулируемые сопротивления,  
 $C_x$  – определяемая емкость кабельной линии, мкФ,  
 $C_n$  – емкость эталонного конденсатора, мкФ.

На основании результатов измерений емкости исправной жилы  $C_y$  и емкости поврежденной жилы  $C_x$  можно определить длину участка кабеля, км:

$$L = \frac{C_x + C_y}{2C_{уд}},$$

где  $C_{уд}$  - удельная емкость.

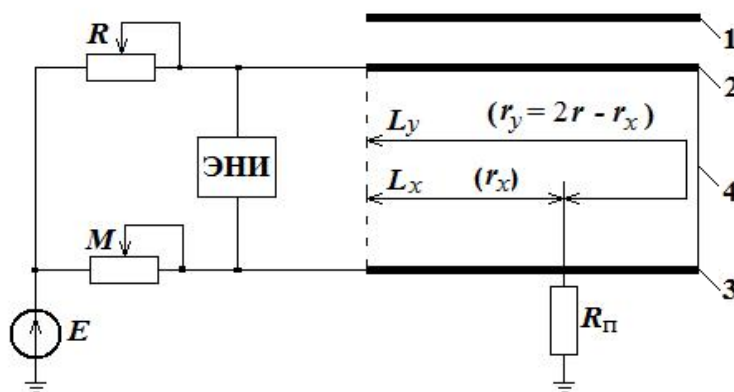


Рис. 54. Схема измерений для определения расстояния до места повреждения кабеля методом петли Муррея: 1, 2, 3 – жилы кабеля; 4 – перемычка;  $R_n$  - переходное сопротивление; ЭНИ – индикатор

Измерение емкости участков кабельной линии производится с обоих концов. Расстояние от места измерения до места обрыва жилы кабеля определяется по соотношению

$$L_x = 2L \frac{C_2}{C_1 + C_2},$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – результаты первого и второго измерения, мкФ.



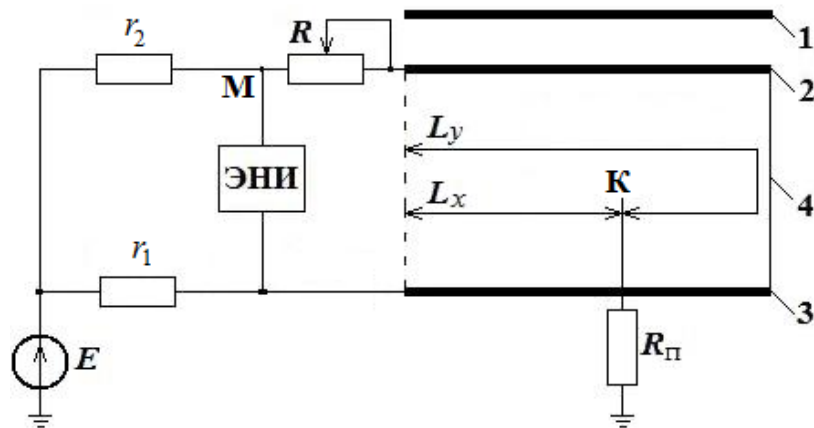


Рис. 55. Схема измерений для определения расстояния до места повреждения кабеля методом петли Варлея: 1,2,3 – токоведущие жилы кабеля; 4 – перемычка

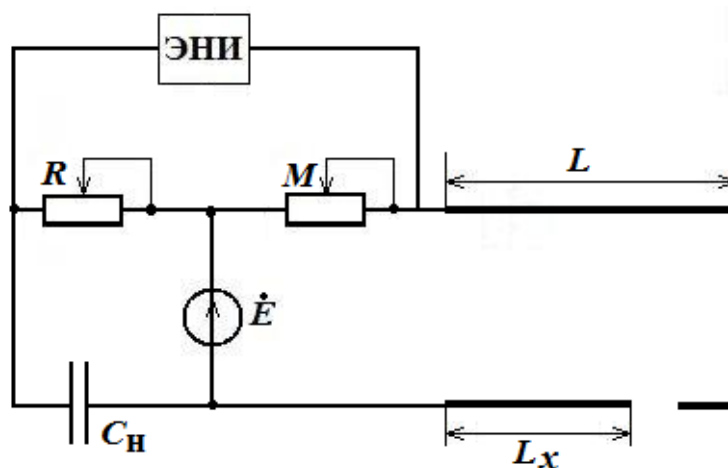


Рис. 56. Схема измерений для определения места повреждения емкостным методом

### 9.2.1. Приборы и оборудование для определения зоны повреждения кабеля

Определение зоны повреждения кабеля обычно производится с помощью специальных кабельных мостов типа КМ-61С, Р-333, или измерительных мостов ЩЗ4, Р3009, Р4056.

Кабельный мост Р-333 предназначен для измерения электрического сопротивления постоянному току в диапазоне от 0,005 Ом до 999900 Ом, а также для определения места повреждения по схемам петли Муррея (при больших сопротивлениях) и петли Варлея (при низкоомных сопротивлениях).

Внешний вид верхней панели кабельного моста типа Р-333 при измерениях по четырехпроводной (измерение низкоомных сопротивлений) и двухпроводной (измерение высокоомных сопротивлений) схемам измерений показан на рис. 57 и рис. 58 соответственно. На верхней панели моста Р-333 находятся:

- кнопки для включения мостовая схема - МВ;
- петля Муррея - ПМ петля Варлея - ПВ;
- кнопка МВ возвращает кнопки ПМ и ПВ в начальное состояние;
- ручки переключения сравнительного плеча и плеча отношений;
- кнопка для включения электронного нуля – индикатора ЭНИ;
- кнопка для включения питания моста;
- зажим для внешнего индикатора;
- зажимы для источника питания.
- зажимы проверки сопротивлений;
- зажимы петли Варлея, Муррея и асимметрии проводов.

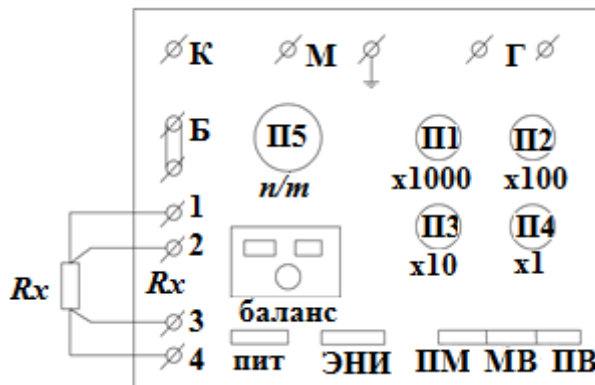


Рис. 57. Внешний вид верхней панели кабельного моста типа Р-333 при измерениях по четырехпроводной (измерение низкоомных сопротивлений) схеме

В основу определения мест повреждения методом петли положено сравнение сопротивления целой и нарушенной (без разрыва)

жилы кабеля. Методом петли пользуются на кабельных линиях различных напряжений, которые смонтированы различными кабелями при замыкании одной или некоторых жил между собой и с землей в одном месте при условии, что переходное сопротивление повреждения не превышает 40 Ом и поврежденная жила не была оборвана.

Выявление места повреждения кабеля методом петли можно выполняют также при помощи универсального моста сопротивлений МВУ-49, автоматического моста Щ-34 и кабельного моста Р-334. Автоматический мост Щ-34 используется для измерения электрического сопротивления постоянному току в диапазоне от  $10^{-3}$  до  $10^9$  Ом.

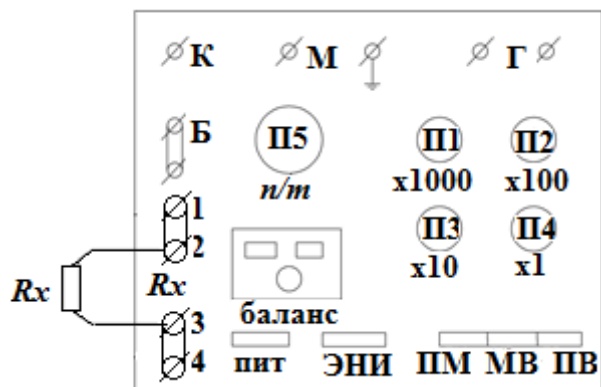


Рис. 58. Внешний вид верхней панели кабельного моста типа Р-333 при измерениях высокоомных сопротивлений по двухпроводной схеме

Предел допустимой основной погрешности в зависимости от диапазона измерений сопротивления не превышает 0,5%. Результаты

измерений отображаются на цифровом табло в виде пятизначного десятичного числа с "плавающей" десятичной запятой и единицы измерения "Р", "К" и "М", где "Р" – Ом, "К" – Ком, «М» – МОм,

Прибор имеет следующие виды запуска:

- ручной, осуществляемый нажатием кнопки «Пуск», расположенной на лицевой панели;
- автоматический, с выдержкой времени после каждого измерения от 2 до 20 сек. С помощью потенциометра «Время индикации», расположенного на лицевой панели;
- дистанционный, осуществляемый замыканием контактов разъёма «Щ20-2», расположенного на задней панели.

Кроме кабельных мостов для определения места повреждения кабеля используются приборы, реализующие метод импульсной рефлектометрии. На основе данного метода работает серия приборов типа Р5-5, Р5-8, Р5-9, Р5-10, с помощью которых можно определить место повреждения, начиная с 1 м от начала линии (Р5-9) и относительно большим переходным сопротивлением в месте замыкания на землю (Р5-8).

Импульсный метод основан на измерении времени прохождения импульса  $t_x$  от одного конца кабельной линии до места повреждения и обратно, которое при скорости распространения этого импульса  $v$  и расстояния до места повреждения  $L_x$  определяется по формулам

$$t_x = \frac{2 \cdot L_x}{v}; \quad L_x = \frac{v \cdot t_x}{2}.$$

Скорость распространения импульса для большинства кабелей составляет  $160 \pm 1$  м/мкс, соответственно расстояние до места повреждения можно оценить как  $L_x \approx 80t_x$ .

При включении прибора в кабельную линию посылаются зондирующие импульсы, которые при распространении по кабелю отражаются с изменением своих амплитудных значений и знаков в тех местах, в которых волновое сопротивление отличается от волнового сопротивления кабеля (35 Ом). Чем больше отличается сопротивление от волнового, тем больше амплитуда отраженного импульса. Причем, в месте замыкания отраженный импульс меняет знак на противоположный. По амплитуде и знаку отраженного импульса определяют, как место повреждения, так и характер повреждения. Однако, из-за наличия мест ослабленной изоляции кабеля (места неоднородности), вставок, муфт и т. п., в которых сопротивления также отличаются от волнового, амплитуды отраженных импульсов могут быть сопоставимы с амплитудами отраженных импульсов от мест повреждения, что усложняет идентификацию места замыкания или обрыва в кабеле. Так, например, прибором Р5-5 практически можно идентифицировать отраженный импульс от места повреждения с переходным сопротивлением, не превышающим 4–5-кратного значения волнового сопротивления кабеля, т. е. 150–200 Ом.

### **Контрольные вопросы**

1. В чем состоит сущность фазировки кабельных линий.
2. Какую цветовую маркировку имеют фазы в трёхфазных цепях. Приведите последовательность, в которой располагаются шины в трёхфазных установках до 1 кВ. Укажите, в какой последовательности располагаются шины в распределительных устройствах 6 – 220кВ.
3. В чем отличие терминов «порядок следования фаз» и «порядок чередования фаз»?
4. В чем отличие расположения шин в пяти- и четырехпроводных цепях трехфазного переменного тока напряжением до 1 кВ?
5. В чем суть термина «группа соединения обмоток» трансформатора?
6. В чем отличие прямых методов выполнения фазировки от косвенных.
7. Как выполнить фазировку кабельной линии при помощи вольтметра?
8. Как выполнить фазировку обесточенной кабельной линии при помощи мегаомметра?
9. Как выполнить фазировку кабельной линии напряжением более 1000 В при помощи указателя напряжения типа УВНФ?

10. Какова последовательность выполнения фазировки кабельных линий указателями напряжения?
11. Как выполняется фазировка кабельных и воздушных линий 6 – 10 кВ не имеющих непосредственной электрической связи?
12. Какова последовательность этапов проведения работ по определению места повреждения силового кабеля?
13. Как определить вид повреждения силового кабеля и какие методы определения места повреждения силового кабеля используются?
14. В чем особенности определения места повреждения силового кабеля по методу «Петли Муррея»?
15. В чем преимущество емкостного метода, используемого для определения места повреждения кабельной линии.
16. В чем отличие определения места повреждения по методу «Петли Варлея» от метода «Петли Муррея».
17. В чем достоинства и недостатки петлевых методов определения места повреждения в силовых кабелях.
18. Какие измерительные приборы наиболее применимы для определения зоны повреждения силового кабеля?
19. В чем отличие кабельных мостов от измерительных?
20. Как устроен кабельный мост и в чем отличие измерения низкоомных и высокоомных сопротивлений?
21. В чем суть импульсной рефлектометрии и приборы, используемые для определения места повреждения кабеля?

## **10. Конструктивные параметры, классификация и обозначение силовых кабелей**

Силовые кабели выполняются *одножильными, двухжильными, трехжильными, четырехжильными и пятижильными*. Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными – кабели постоянного тока; трехжильными – кабели среднего напряжения. Кабели низкого напряжения выполняются с количеством жил до пяти. Такие кабели могут иметь одну, две или три фазных жилы, а также нулевую рабочую жилу *N* и нулевую защитную жилу *PE* или совмещенную нулевую рабочую и защитную жилу *PEN*.

По материалу токопроводящих жил различают кабели с *алюминиевыми и медными жилами*. В силу дефицитности меди наибольшее распространение получили кабели с алюминиевыми жилами. В качестве изоляционного материала используется *кабельная бумага, пропитанная маслоканифольным составом, пластмасса и резина*. Различают кабели с нормальной пропиткой, обедненной пропиткой и пропиткой нестекающим составом. Кабели с обедненной или нестекающей пропиткой прокладывают по трассе с большим перепадом высот или по вертикальным участкам трассы.

Кабели высокого напряжения выполняются *маслонаполненными или газонаполненными*. В этих кабелях бумажная изоляция заполняется маслом или газом под давлением. Защита изоляции от высыхания и попадания воздуха и влаги обеспечивается наложением на изоляцию герметичной оболочки. Защита кабеля от возможных механических повреждений обеспечивается броней. Для защиты от агрессивности внешней среды служит наружный защитный покров.

Силовые кабели состоят из следующих основных конструктивных элементов: токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покровов. Кроме основных элементов в конструкцию силовых кабелей могут входить экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители. Токопроводящие жилы предназначены для прохождения электрического тока. Они бывают основными и нулевыми. Основные жилы предназначены для выполнения основной функции кабеля – передачи по ним электроэнергии. Нулевые жилы используются для протекания разности токов фаз при неравномерной их нагрузке. Присоединяются они к нейтрали источника тока.

Жилы защитного заземления являются вспомогательными жилами кабеля и предназначены для соединения не находящихся под рабочим напряжением металлических частей электроустановок, к которым подключен кабель с контуром защитного заземления источника тока. Изготавливаются токопроводящие жилы из меди или алюминия. Сопротивление медной токопроводящей жилы, пересчитанное на  $1 \text{ мм}^2$  номинального сечения, 1 метр длины и приведенное к температуре  $20^\circ\text{C}$  должно быть не более  $0,0178 \text{ Ом}$ , алюминиевой жилы – не более  $0,029 \text{ Ом}$ . Токопроводящие жилы могут быть круглыми или фасонными (секторные, сегментные или другой формы). Применение секторных и сегментных жил вместо круглых приводит к уменьшению диаметра кабеля на 20 - 25 % и соответственно к сокращению расхода материалов на изоляцию, оболочку и за-

щитные покровы. Круглые и фасонные жилы изготавливаются однопроволочными и многопроволочными. Сечения жил силовых кабелей показаны на рис. 59.

Изоляция служит для обеспечения необходимой электрической прочности токопроводящих жил кабеля по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле). Изоляция, расположенная непосредственно на токоведущей жиле называется изоляцией жилы. Изоляция многожильного кабеля, наложенная поверх изолированных скрученных жил, называется поясной изоляцией.

В силовых кабелях используется бумажная пропитанная и пластмассовая изоляции. Бумажная пропитанная изоляция – это многослойная изоляция из лент кабельной бумаги, наложенная в виде обмотки на токоведущую жилу и пропитанная изоляционным составом. В кабелях на напряжения до 10 кВ применяется однослойная кабельная бумага марок: К – 080, К – 120, К – 170 (толщина бумаги соответственно 0,08, 0,12, и 0,17 мм).

Номинальные сечения основных, нулевых и жил защитного заземления приведены в табл.19.

В зависимости от вязкости пропиточного состава кабеля с бумажной изоляцией изготавливаются с вязким, обедненным и нестекающим пропиточными составами. Для пропитки используется маслоканифольный составы марки МП-3 или МП-5, содержащие в разных пропорциях канифоль, полиэтиленовый воск и нефтяное масло.

Пластмассовая изоляция в виде сплошного слоя выполняется из поливинилхлорида, полиэтилена, этиленпропилена или сшитого полиэтилена. Основным требованием, которое предъявляется к изоляции силовых кабелей, является высокая электрическая прочность. Увеличение электрической прочности изоляции, позволяет уменьшить её толщину, что соответственно улучшает отвод тепла от жилы, разрешает увеличивать рабочий ток, уменьшает расход материалов на изготовление кабеля, а также повышает его гибкость.

Таблица 19

Номинальные сечения основных, нулевых и жил защитного заземления

Жила	Номинальное сечение жилы, мм <sup>2</sup>										
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Основная	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Нулевая	6	10	16	16	25	25 - 35	35 - 50	35 - 70	50 - 70	50 - 95	70 - 120
Заземления	4	6	10	16	16	25	35	35	50	50	70

При конструировании силовых кабелей используются специальные технические решения, которые позволяют регулировать электрическое поле, воздействующее на изоляцию, например, применение градированной изоляции, экранов и т.д. Как правило, электрическое поле в силовом кабеле, неоднородно. Неоднородность поля характеризует отношение:

$$K_H = E_{\text{макс}} / E_{\text{ср}},$$

где  $K_H$  – коэффициент неоднородности;  $E_{\text{макс}}$  и  $E_{\text{ср}}$  – соответственно максимальное и среднее значение напряженности электрического поля.

Различают слабо неоднородные  $K_H < 3$  и резко неоднородные  $K_H > 3$  электрические поля. Условием нормальной работы изоляции является соотношение

$$K_H E_{\text{ср}} < E_{\text{доп}},$$

где  $E_{\text{доп}}$  – допустимая напряженность, при которой в изоляции отсутствуют разряды в процессе воздействия испытательного или рабочего напряжения  $U_{\text{возд}}$ . Для выполнения этого условия толщина изоляции  $\Delta$  между жилами и между жилой и оболочкой должна быть в  $K_H$  раз больше, чем в однородном поле

$$\Delta > (U_{\text{возд}} / E_{\text{доп}}) K_H.$$

Напряженность электрического поля в изоляции одножильного экранированного кабеля на поверхности радиусом  $r_x$  равна, (кВ/мм):

$$E = \frac{U}{r_x \ln R / r_1},$$

где  $U$  – напряжение между жилой и металлической оболочкой, кВ;

$r_1$  – радиус жилы или проводящего экрана поверх жилы, мм;

$R$  – радиус по изоляции, мм.

Напряженность электрического поля у токопроводящей жилы радиусом  $r_1$  будет максимальной, а напряженность у металлической оболочки радиусом  $R$  – минимальной. Средняя напряженность электрического поля в изоляции составляет (кВ/мм)



$$E_{\text{cp}} = \frac{U}{R - r_1}.$$

Коэффициент использования изоляции определяется по формуле:

$$\eta = \frac{r_1}{R - r_1} \ln \frac{R}{r_1}.$$

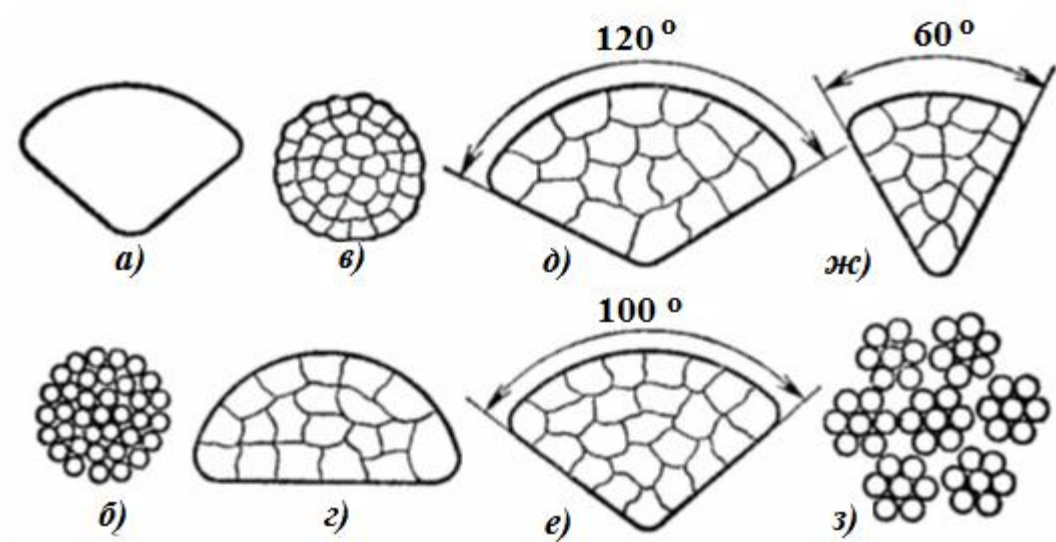


Рис. 59. Сечения токопроводящих жил кабелей: *a* — секторная однопроволочная жила; *б* — круглая многопроволочная неуплотненная жила; *в* — круглая многопроволочная уплотненная жила, *г* — сегментная многопроволочная уплотненная жила для двухжильных кабелей; *д* — секторная многопроволочная уплотненная жила для трехжильных кабелей; *е* — секторная многопроволочная уплотненная жила для четырехжильных кабелей; *ж* — секторная многопроволочная уплотненная нулевая жила для четырехжильных кабелей; *з* — многопроволочная жила сложной правильной концентрической скрутки из семи стренг

Значение максимальной напряженности электрического поля у поверхности жилы в трёхжильном кабеле с круглыми жилами при равной толщине жильной и поясной изоляции определяют по эмпирической формуле:

$$E_{\text{макс}} = U_{\text{л}} \left( \frac{1}{2\Delta_{\text{из}}} + \frac{0,18}{r_1} \right).$$

Экраны силового кабеля предназначены для выравнивания электрического потенциала вдоль изоляционной конструкции, а также для защиты

внешних цепей от влияния электрических полей токов, протекающих по кабелю. В силовых кабелях на напряжения 6 – 10 кВ с бумажной изоляцией экраны располагаются на поясной изоляции. В качестве экранов применяется электропроводящая кабельная бумага марок КПУ-80 и КПУ-120.

В кабелях с пластмассовой изоляцией напряжением 6 кВ экраны накладываются на жилы и на поясную изоляцию. При этом материал экрана и изоляции должен быть одинаковым, чтобы в процессе эксплуатации между экраном и изоляцией не образовывалось пустот. Заполнители используются для устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля с целью герметизации, придания необходимой формы и механической устойчивости конструкции. В качестве заполнителей в кабелях с бумажной изоляцией применяются жгуты из сульфатной бумаги, пропитанной кабельной пряжи или штапелированной стеклопряжи. Для кабелей с пластмассовой изоляцией заполнение должно быть: при изоляции из полиэтилена, самозатухающего, вулканизирующего полиэтилена – из материала изоляции или из поливинилхлоридного пластиката; при изоляции из поливинилхлоридного пластиката – из поливинилхлоридного пластиката. Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение 1 кВ допускаются выполнять без заполнителей.

Оболочки предназначены для предотвращения проникновения в изоляцию влаги, защиты её от воздействия света, различных химических веществ, а также предохранения от механических повреждений. В кабелях с бумажной изоляцией оболочки изготавливаются из свинца или алюминия.

Свинцовые оболочки изготавливаются из свинца марок С-2 и С-3 с добавлением различных присадок, например, сурьмы. Алюминиевые оболочки изготавливаются прессованными из алюминия марки А или сварными из алюминия марки АД1.

Пластмассовые – поливинилхлоридные и полиэтиленовые оболочки отличаются от изоляционного состава соответствующим подбором пластификаторов и стабилизаторов, которые обеспечивают повышенную стойкость против светового (солнечная радиация) старения. Кроме того, эти оболочки более стойки к агрессивным средам по сравнению с алюминиевыми и свинцовыми.

Защитные покровы предназначены для защиты оболочки кабеля от внешних воздействий. В зависимости от конструкции кабеля в защитные покровы входят подушка, бронепокров и наружный покров.

Подушка – часть защитного покрова, наложенная на оболочку и предназначенная для предохранения оболочки от повреждения её лентами или проволокой брони.

Бронепокров – часть защитного покрова, состоящая из металлических лент или проволок и используемая для защиты кабеля от внешних механических воздействий.

Наружный покров – часть защитного покрова кабеля предназначенного для защиты брони от коррозии и выполненная из защитного шланга, выпрессованного из пластмассы или из волокнистых материалов, пропитанных специальным противогнилостным или негорючим составом.

Различным конструктивным элементам силовых кабелей присвоены буквенные индексы, которые приведены в табл. 20.

Наиболее широко применяемыми в системах электроснабжения являются кабели на номинальное напряжение до 35 кВ включительно. На рис. 60,а приведен поперечный разрез кабеля напряжением 6...10 кВ. Общий вид такого кабеля показан на рис. 60,б.

Таблица 20

Буквенные индексы конструктивных элементов силовых кабелей

Индекс	Место расположения индекса в марке кабеля	Значение индекса	Примеры марок силовых кабелей
1	2	3	4
<b>Токопроводящая жила</b>			
А	На первом месте	Алюминиевая	ААБЛУ; ААШВУ; АСБУ
Нет	-----	Медная	АБЛУ; СБУ; ВВГ
(ож)	В конце обозначения	Однопроволочные жилы	ААБЛУ 3*120 (ож); ААШВУ 3*95 (ож)
<b>Изоляция жил</b>			
Нет	-----	Бумажная с вязкой пропиткой	ААБЛУ; ААШВУ; СБУ
В	В конце обозначения через дефис	Бумажная с обедненной пропиткой	ААБЛУ-В; СБУ-В; АСБУ-В
Ц	Впереди обозначения	Бумажная с неистекающей пропиткой	ЦААБЛ; ЦСБ; ЦАСБ
В	После индекса жил	Из поливинилхлорида	ВВГ
П	После индекса жил	Из полиэтилена (ПЭ)	АПВГ; ПВГ
з	В конце обозначения	Заполнитель из поливинилхлорида (ПВХ)	АВВГз; ВВГз

У	В конце обозначения	Бумажная с повышенными температурами нагрева	ААБЛУ; ААШВУ; ААШпсУ
1	2	3	4
пс	В середине обозначения	Из самозатухающего ПЭ	АпсВГ
1	2	3	4
пв	В середине обозначения	Из вулканизированного ПЭ	АпвВГ
Пвс	В середине обозначения	Из вулканизированного самозатухающего ПЭ	АПвсВГ
Р	В середине обозначения	Из резины	НРГ; ВРГ
Рт	В середине обозначения	Из резины повышенной теплостойкости	НРтГ; ВРтГ
<b>Оболочка</b>			
А	На первом или втором месте	Алюминиевая	ААБЛУ; ААШпсУ; АБЛУ
С	На первом или втором месте	Свинцовая	АСБУ; АСШВУ; СБУ
В	В середине обозначения	ПВХ	АВВГ; АПВБШВ; ПВГ
П	В середине обозначения	Полиэтиленовая	АВПГ; АПШБ; АППГ
Г	После индекса оболочки	Кабель без защитного покрова	СГУ; АСГУ; ПВГ
Н	На первом или втором месте	Не распространяющая горение резиновая	НРГ; АНРГ
О	На первом или втором месте	Отдельная оболочка каждой жилы	АОСБУ; ОСБУ
<b>Подушка под броней</b>			
Нет	-----	Крепированная бумага, пропитанная битумом	АСБУ; СБУ; АСБГ
л	После индекса брони	Крепированная бумага, пропитанная битумом, и одна пластмассовая лента	АСБЛУ; ААБЛУ
2л	После индекса брони	Крепированная бумага, пропитанная битумом, и две пластмассовые ленты	ААБ2л; АСБ2ЛУ
в	После индекса брони	Выпрессованный полиэтиленовый шланг	ААБпУ; АБвУ
п	После индекса брони	Выпрессованный ПВХ шланг	ААБпУ; АБпУ

б	После индекса брони	Без подушки	ААББУ; АВВБШВ
<b>Броня</b>			
Б	После индекса оболочки После индекса оболочки	Плоские стальные ленты	ААБЛУ; АСБУ; АВ- ВВБШВУ
П	После индекса оболочки	Стальные оцинкованные плоские проволоки	СБГУ; АСПЛУ; СПЛУ
К	После индекса оболочки	Стальные оцинкованные круглые проволоки	СКУ; АСКУ
<b>Наружный покров</b>			
Нет	После индекса оболочки	Пропитанная битумом ка- бельная пряжа	ППБЛУ; АСБУ; АВВБ
Г	После индекса брони	Без наружного покрова на броне	СБГУ; АСБГУ; ААБЛУ
н	После индекса брони	Негорючий состав из стеклянной ленты или пряжи	ААБЛУ; АСБЛУ
Шп	После индекса брони	Полиэтиленовый шланг	ААШЛУ; АВВБШп; АСШп
Шв	После индекса брони	Поливинилхлоридный шланг	ААШВУ; ААБЛШВУ
Шпс	После индекса брони	Шланг из самозатухающе- го полиэтилена	

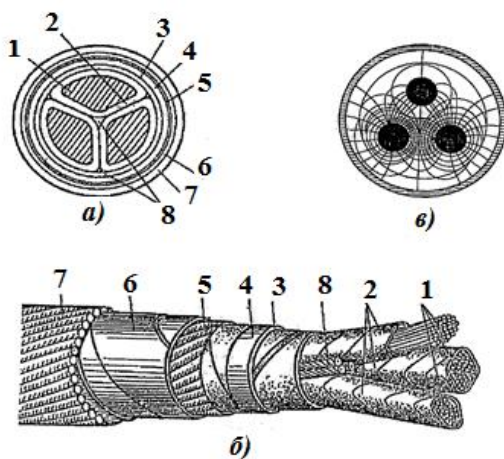


Рис. 60. Конструкция кабеля на напряже-  
ние 10 кВ: 1 – токопроводящая жила; 2 – фазная  
изоляция; 3 – поясная изоляция; 4 – герметичная  
оболочка; 5 – подушка; 6 – броня; 7 – наружный  
защитный покров; 8 – бумажно-джутовые запол-  
нители

Токопроводящие жилы 1 выполня-  
ются сегментообразными для придания  
кабелю цилиндрической формы. Жилы кабеля, как правило, многопроволоч-  
ные, а для небольших сечений – монолитные. Каждая жила имеет свою фаз-  
ную изоляцию 2. Все три жилы имеют поясную (общую) изоляцию 3. Бумаж-  
но-джутовые заполнители 8 служат, как и сегментообразные жилы, для при-  
дания кабелю цилиндрической формы. Герметичная оболочка 4 служит для

защиты изоляции кабеля от высыхания и попадания влаги. Подушка 5 служит для защиты герметичной оболочки от механических повреждений броней 6, которая защищает кабель от механических повреждений. Наружный защитный покров 7 защищает стальную броню от агрессивности внешней среды.

Дополнительное усиление фазной изоляции общей (поясной) изоляцией объясняется следующим образом. Кабельные сети напряжением 6...35 кВ работают с изолированной или компенсированной нейтралью и могут длительно работать в режиме замыкания одной фазы на землю. В нормальном режиме работы кабеля напряжение между каждой фазой и землей (металлической герметичной оболочкой) равно фазному напряжению, а напряжение между фазами – линейному.

Электрическое поле кабеля с общей металлической оболочкой не является однородным (рис. 60, в). Силовые линии имеют различные углы наклона к слоям бумажной изоляции. Электрическая прочность слоистой бумажной изоляции в продольном направлении на порядок меньше, чем в поперечном.

При допущении, что поясной изоляции нет, между фазами имеем двойной слой фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, а между фазой и землей - один слой изоляции, рассчитанной на фазное напряжение. При замыкании одной фазы на землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а напряжения относительно земли двух других фаз увеличиваются до линейного напряжения. Следовательно, изоляцию каждой фазы относительно земли необходимо выполнить не на фазное, а на линейное напряжение. При наличии общей поясной изоляции такой необходимости нет. Между жилами имеются два слоя фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, между жилой и землей - тоже два слоя изоляции (слой фазной и слой поясной изоляции), рассчитанной на линейное напряжение. При относительно небольших напряжениях (до 10 кВ) еще можно выполнить экономически целесообразную конструкцию кабеля. При напряжениях более 10 кВ увеличение толщины изоляции из-за неоднородности электрического поля становится экономически нецелесообразным.

Кабели на напряжение 20...35 кВ выполняют с отдельно свинцованными или отдельно экранированными жилами (рис. 61, а). Жилы 1 кабеля имеют круглую форму. Каждая фаза кабеля поверх бумажной изоляции фазы 2 имеет свою свинцовую оболочку 3 или слой тонкой перфорированной меди или металлизированной бумаги. Междофазное заполнение кабельной пряжей 4 обеспечивает кабелю цилиндрическую форму. Стальная проволоочная броня 5

и наружный защитный покров 6 выполняют те же функции, что и у кабелей 6...10 кВ.

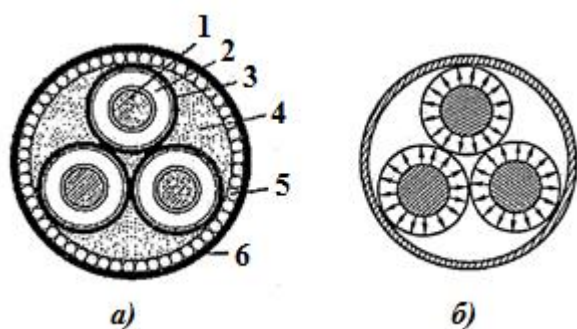


Рис. 61. Конструкция кабеля на напряжение 20...35 кВ: 1 – токопроводящая жила; 2 – бумажная фазная изоляция; 3 – фазная свинцовая оболочка; 4 – кабельная пряжа; 5 – стальная проволочная броня; 6 – наружный защитный покров

Отдельная свинцовая оболочка или отдельный экран у каждой жилы создают эквипотенциальные поверхности вокруг изоляции каждой жилы и, следовательно, выравнивают электрическое поле и делают его радиальным по отношению к слоям бумажно-масляной изоляции (рис. 61, б). Толщина фазной изоляции меньше, чем требовалось бы при неоднородном электрическом поле, конструкция кабеля получается экономически целесообразной.

В буквенно-цифровом шифре обозначения кабеля отражается материал жил, изоляции, наличие тех или иных защитных оболочек, указывается номинальное напряжение кабеля, количество и сечения токоведущих жил. Например, АСБ10(3х95) кабель на напряжение 10 кВ, с тремя алюминиевыми жилами сечением 95 мм<sup>2</sup>, бумажно-масляной изоляцией, свинцовой герметичной оболочкой, бронированный стальными лентами, с наружным защитным покровом из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи. В табл. 21 приведена расшифровка основных букв, используемых в маркировке кабелей.

Таблица 21

Структура буквенно-цифрового шифра обозначения кабеля

Место в структуре буквенно-цифрового кода							
1	2	3	4	5	6	7	8
Ц	А	О	С	П	Б	л	Г
			А	В	К	2л	Шв
			П	Р	П	в	Шп
			В				н
			Р				
			Н				

Наличие буквы **Ц** (первая колонка табл. 21) означает пропитку бумажной изоляции нестекающим церезином. Нормальная пропитка не маркируется. Буква **А** (вторая колонка) указывает, что жилы кабеля выполнены из алюминия. Медные жилы в маркировке кабеля не указываются.

Буква **О** (третья колонка) указывает, что каждая жила кабеля имеет собственную свинцовую оболочку или экран (отдельно освинцованные или отдельно экранированные жилы).

Буквы **С** или **А** четвертой колонки обозначают металлическую (свинцовую или алюминиевую) герметичную оболочку. Буквы **П**, **В** и **Р** этой же колонки обозначают соответственно полиэтиленовую, поливинилхлоридную и резиновую герметичные оболочки. Буква **Н** соответствует найритовой (негорючей) оболочке.

Пятая колонка букв характеризует материал изоляции кабеля. Буквы **П**, **В** и **Р** указывают, что изоляция выполнена из полиэтилена, поливинилхлорида и резины соответственно. Бумажно-масляная изоляция в маркировке кабеля не указывается.

Шестая колонка букв характеризует тип брони: **Б** - броня из стальных лент, **К** - из круглых проволок, **П** - из плоских проволок. Проволочная броня применяется у кабелей, работающих при значительных растягивающих усилиях.

Буквы седьмой колонки указывают на способ выполнения подушки под броней: **л** - один слой, **2л** - два слоя пластмассовых лент, **в** - шланг из поливинилхлорида.

Восьмая колонка букв характеризует наличие или отсутствие наружных защитных покровов. Отсутствие наружного покрова обозначается буквой **Г** (кабель голый); буквы **Шв** (**Шп**) означают наличие наружного защитного покрова из поливинилхлоридного (полиэтиленового) шланга; буква "**н**" обозначает негорючий наружный покров. Кабели с покровами **Шв** и **Шп** применяются при высокой коррозионной активности грунта. Наружный защитный покров из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи не маркируется.

Улучшение качества изоляции кабелей на напряжения 110 кВ и выше достигается специальной технологией их изготовления. Такие кабели изготавливаются одножильными. На напряжения 110 кВ и выше кабели выполняются маслonaполненными и представляют собой достаточно сложное техническое сооружение. Различают маслonaполненные кабели низкого (до 0,05



МПа) и высокого (1...1,5 МПа) давления. Первые изготавливаются на напряжения ПО...220 кВ, вторые - до 500 кВ.

Конструкция маслонаполненного кабеля низкого давления показана на рис. 62,а. Кабель имеет полуую токопроводящую жилу 2, скрученную из отдельных медных проволок. Внутри жилы имеется канал 1, заполненный маслом под давлением, что исключает возможность образования пустот в бумажной изоляции 4 и значительно повышает ее электрическую прочность. По поверхности жилы накладывается экран 3 из полупроводящей бумаги. Такой же экран накладывается поверх бумажной изоляции. Далее идет свинцовая герметичная оболочка 5, подушка 6 из поливинилхлоридных лент, медные ленты 7, усиливающие свинцовую оболочку, броня 8 и наружный защитный покров 9. Маслопроводящий канал через специальные муфты соединяется с расположенными вдоль трассы баками давления.

Конструкция маслонаполненного кабеля высокого давления показана на рис. 62,б. Все три фазы уложены в стальной трубопровод 1, поверх которого имеется антикоррозийное покрытие 7. Стальной трубопровод, являющийся защитой от механических повреждений, заполнен маслом 6 под избыточным давлением. Токоведущие жилы 4 из медных проволок имеют бумажную изоляцию 3 с вязкой пропиткой. Поверх изоляции наложен экран 2 из медных лент. Полукруглая проволока скольжения 5 служат для механической защиты изоляции от повреждений при протягивании кабеля в стальной трубопровод.

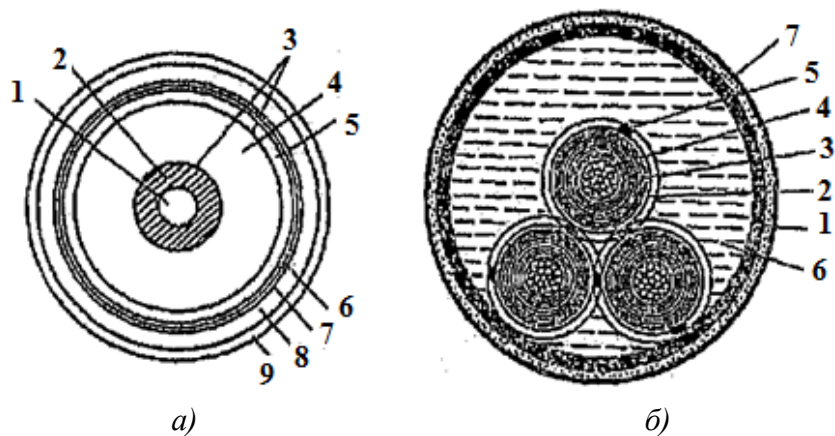


Рис. 62. Конструкции маслонаполненных кабелей низкого давления (а): 1 – канал; 2 – токопроводящая жила; 3 – экран; 4 – бумажная изоляция; 5 – свинцовая герметичная оболочка; 6 – подушка; 7 – усиливающие медные ленты; 8 – броня; 9 – наружный защитный покров; и высокого (б) давления: 1 – стальной трубопровод; 2 – экран; 3 – бумажная изоляция; 4 – токоведущая жила; 5 – полукруглая проволока скольжения; 6 – масло; 7 – антикоррозийное покрытие

В настоящее время электротехнической промышленностью освоен выпуск кабелей с изоляцией из *сшитого полиэтилена (ПЭ)*. Благодаря своей молекулярной структуре, такая изоляция обладает очень высокими термомеханическими свойствами и большой стойкостью к воздействию солнечной радиации и атмосферы. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 6... 10 кВ изготавливаются как трехжильными, так и одножильными. На напряжения 35...500 кВ такие кабели изготавливаются одножильными.

Конструкция одножильного кабеля с изоляцией из сшитого ПЭ на напряжение 10 кВ показана на рис. 63. Многопроволочная токоведущая жила 1 покрыта полупроводящей пластмассой 2. Изоляция из сшитого полиэтилена 3 также покрыта слоем полупроводящей пластмассы 4. Поверх экрана 5, выполненного из медных проволок, накладывается пластмассовая оболочка 6.

В буквенном обозначении таких кабелей указывается материал жилы (А - алюминиевая, отсутствие буквы - медная); материал изоляции (Пв - сшитый полиэтилен); материал оболочки (П - полиэтилен, В - поливинилхлорид). У кабелей с усиленной полиэтиленовой оболочкой в конце обозначения ставится прописная буква «у»; у кабелей с дополнительной герметизацией - буква «г». В цифровом обозначении кабеля указывается число и сечение жил, сечение экрана и номинальное напряжение.

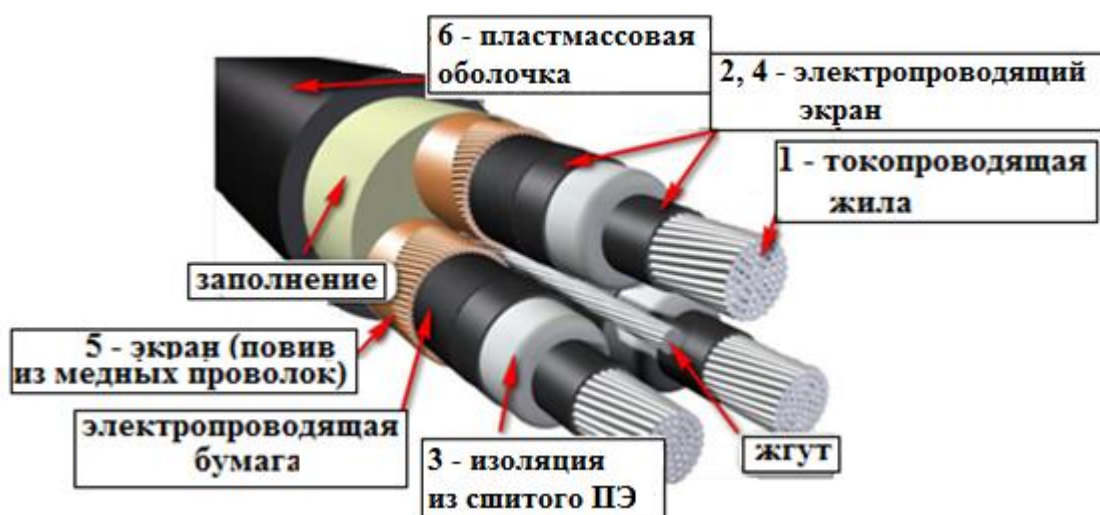


Рис. 63. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

Благодаря высоким термомеханическим свойствам, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена допускают большие токовые нагрузки, чем кабели

с бумажной пропитанной, обычной пластмассовой и резиновой изоляцией. Длительно допустимая температура жилы кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 90°C, для кабелей с бумажно-масляной изоляцией - 60°C. Для сравнения в табл. 19 приведены значения предельных допустимых токов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажно-масляной изоляцией. Сравнимые кабели имеют алюминиевые жилы, номинальное напряжение 10 кВ, одинаковый способ прокладки (в земляной траншее).

Таблица 22

Предельный допустимый ток жил кабелей

Изоляция кабеля	Допустимый ток, А при сечении жилы, мм							
	35	50	70	95	120	150	185	240
Сшитый полиэтилен	145	170	210	250	280	320	360	415
бумажно-масляная	115	140	165	205	240	275	310	355

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена изготавливаются с сечением токоведущих жил до 1000 кв. мм.

### Контрольные вопросы

1. Как классифицируются силовые кабели по числу и материалу токопроводящих жил?
2. Какие материалы используются в качестве изоляции силовых кабелей низкого и высокого напряжения?
3. Как устроен силовой кабель?
4. Какие конструктивные элементы силового кабеля являются основными и какие дополнительными?
5. Какое функциональное назначение вспомогательных токопроводящих жил кабеля?
6. В чем преимущество фасонных токопроводящих жил кабеля?
7. В чем отличие изоляции токопроводящих жил кабеля от поясной изоляции?
8. В чем суть градирования изоляции силового кабеля?
9. Как определяется напряженность электрического поля в изоляции при определении условий нормальной работы изоляции?
10. По каким признакам классифицируются кабельные линии?

11. Как выполняются экраны силовых кабелей и их назначение?
12. Каково назначение оболочек и защитных покровов силовых кабелей?
13. Как по буквенным индексам конструктивных элементов определить назначение и характеристики силового кабеля?
14. Как устроены кабели с пластмассовой изоляцией на низкое напряжение до 10 кВ?
15. Как устроены кабели с пластмассовой изоляцией на среднее и высокое напряжение?
16. В чем особенности устройства КЛ напряжением 110 и 220 кВ?
17. В чем особенности устройства маслонаполненных кабелей низкого и высокого давления?
18. В чем отличие кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена от других типов кабелей?
19. В чем различие нулевых, токопроводящих и жил защитного заземления силовых кабелей?
20. Как определяется максимальное значение напряженности электрического поля в изоляции трёхжильного и одножильного кабеля и способы регулирования электрического поля в силовых кабелях.

## **11. Кабельная арматура, прокладка и маркировка кабелей**

Количество и типы применяемой арматуры силовых кабелей определяются проектной документацией по прокладке КЛ. Арматура должна иметь максимальную степень заводской готовности, обеспечивающую минимизирование влияния человеческого фактора при монтаже и вероятности повреждения элементов конструкции муфт при монтаже и транспортировке.

Главными составными элементами силовых кабельных линий являются:

- силовой кабель, служащий для передачи электроэнергии;
- соединительные муфты, при помощи которых отдельные строительные длины кабелей соединяются в одну линию;
- концевые муфты (заделки) и стопорные муфты, монтируемые на крупных участках трассы линии для предупреждения стекания кабельных масс;

- подпитывающие аппараты и системы сигнализации давления масс для линий, выполненных маслонаполненными кабелями;

- кабельные сооружения – кабельные коллекторы, тоннели, каналы, шахты и колодцы.

В соответствии с ПУЭ за начало и конец КЛ принимают кабельные наконечники концевых муфт или заделок. Поскольку кабели выполняют отдельными отрезками строительной длины от 200 до 600 м различного сечения (для удобства транспортировки на кабельных катушках), то при сооружении КЛ эти отрезки соединяются друг с другом с помощью соединительных муфт. Основное назначение всех кабельных муфт – это герметизация кабелей в местах соединения и окольцевания. Для герметизации изготовители выпускают кабель с запаянными концами, чтобы не было окисления изоляции (попадания воздуха и влаги) при транспортировке.

Для кабелей напряжением до 1000 В применяют эпоксидные или чугунные кабельные муфты. Для кабелей напряжением 6 – 10 кВ применяют термоусаживаемые, эпоксидные или свинцовые соединительные муфты (свинцовые служат только для соединения кабеля со свинцовой или алюминиевой оболочкой).

Для КЛ напряжением 110-500 кВ в настоящее время применяют:

- «сухие» (вместо маслонаполненных) конструкции элегазовых вводов, соединительных и концевых муфт, адаптированные к монтажу кабелей с оптическими волокнами, интегрированными в экран кабеля, ориентированные на исключение применения жидких диэлектрических сред, кроме случаев, оговоренных в проектной документации;

- композитные изоляторы для концевых муфт наружной установки с различными длинами пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы на объекте;

- концевая арматура, может иметь специальные адаптеры для периодического контроля уровней частичных разрядов (ЧР) с помощью передвижных измерительных установок.

Для КЛ напряжением до 35 кВ используется:

- арматура на основе термоусаживаемых трекингостойких, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;

- кабельная арматура холодной усадки на основе предварительно изготовленных на предприятиях эластомерных элементов.

Концевые заделки кабелей в отличие от соединительных муфт размещаются только в одной среде (в воздухе). Для кабелей напряжением до 10 кВ применяются 3-х фазные концевые муфты. Для кабелей напряжением 35 кВ и выше – однофазные.

Таким образом, кабельная арматура предназначена для соединения отдельных кусков кабеля при выполнении монтажных и ремонтных работ, а также для подключения кабелей к различным электрическим аппаратам и шинам распределительных устройств.

Для соединения кабелей служат *соединительные муфты*. Подключение кабелей к аппаратуре на открытом воздухе и внутри помещений осуществляется с помощью *концевых муфт* и *концевых заделок* соответственно (рис. 64). Соединяемые концы кабелей *разделяются*, т.е. последовательно со сдвигом 2...3 см удаляются все слои: наружная защитная оболочка, броня, подушка под броней и т.д. до токоведущей жилы. Одноименные жилы разделанных концов кабелей соединяются с помощью опрессовки в гильзах, пайки в гильзах или термитной сварки. После соединения жил восстанавливается фазная изоляция. Место соединения кабелей помещают в соединительную муфту.

Для кабелей напряжением до 1 кВ применяются *чугунные муфты* (рис. 65). Для кабелей более высокого напряжения - *свинцовые, эпоксидные, термоусаживаемые муфты*.

Соединение кабелей напряжением выше 1 кВ показано на рис. 66. Место соединения кабелей помещается в свинцовую муфту 1 (рис. 66,а), представляющую собой свинцовую трубу, концы которой прижимаются и припаиваются к металлическим герметичным оболочкам соединяемых кабелей. К корпусу свинцовой муфты и броне каждого из соединяемых кабелей припаивается проводник 2, обеспечивающий надежное заземление свинцовой муфты. Соединительные муфты кабелей на напряжения 6 и 10 кВ заключаются в свинцовый корпус, который при прокладке в земле в свою очередь помещается в чугунный кожух или кожух из стеклопластиков для защиты от коррозии и механических повреждений (рис. 66,б).

Внутренности чугунных и свинцовых муфт заливаются маслорбитумной кабельной массой, в эпоксидных муфтах - эпоксидным компаундом. Для этого в чугунных и эпоксидных муфтах предусмотрены специальные отверстия, в свинцовой муфте эти отверстия прорезаются ножом и запаиваются после заливки.

Эпоксидные муфты имеют разъемный корпус. Соединение кабелей с помощью такой муфты показано на рис. 66,в. Для обеспечения надежного контакта между металлическими оболочками соединяемых кабелей эти оболочки соединяют с помощью пайки гибким медным проводником 5. Этот

проводник припаивают к броне и герметичной оболочке каждого из соединяемых кабелей.

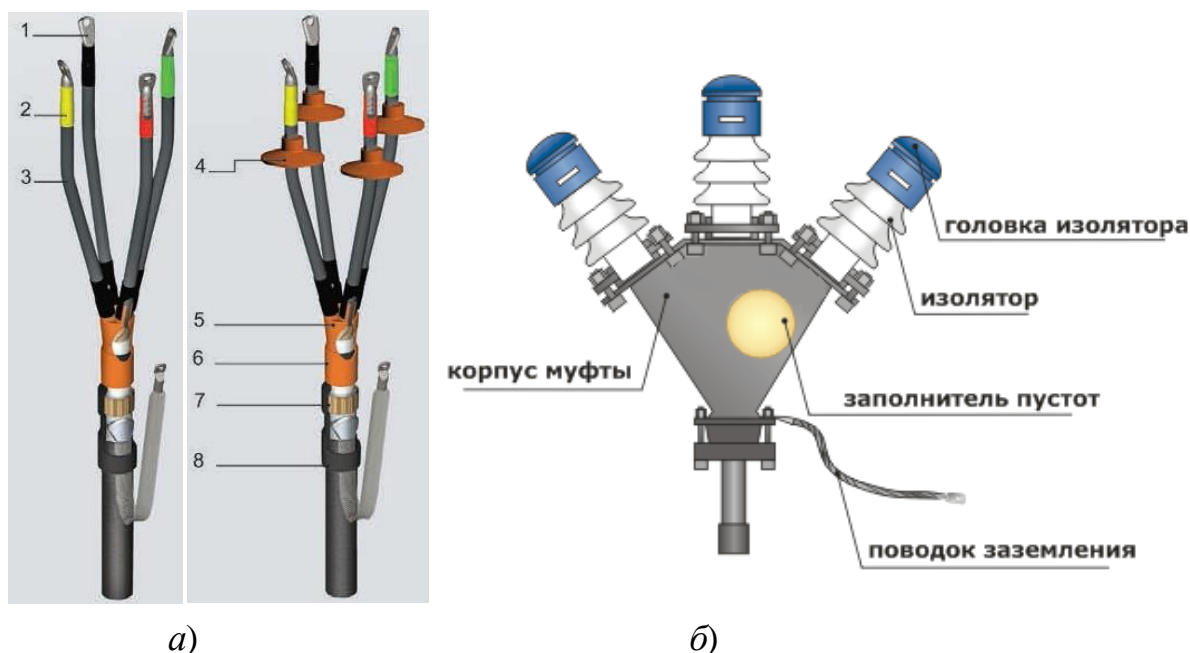


Рис. 64. Кабельные муфты: *а* – кабельная концевая; *б* – концевая мачтовая: 1 – наконечник; 2 – манжета концевая; 3 – жильная трубка; 4 – изолятор; 5 – манжета пальцевая; 6 – перчатка; 7 – комплект заземления; 8 – манжета поясная

Соединение кабелей с помощью термоусаживаемой муфты показано на рис. 66,д. В таких муфтах используются элементы (перчатки, шланги, манжеты) из термоусаживаемой пластмассы. Эти элементы надеваются на покрытые герметиком разделанные части кабеля. При нагревании теплофеном или паяльной лампой эти элементы усаживаются, плотно охватывая разделанные части кабеля.

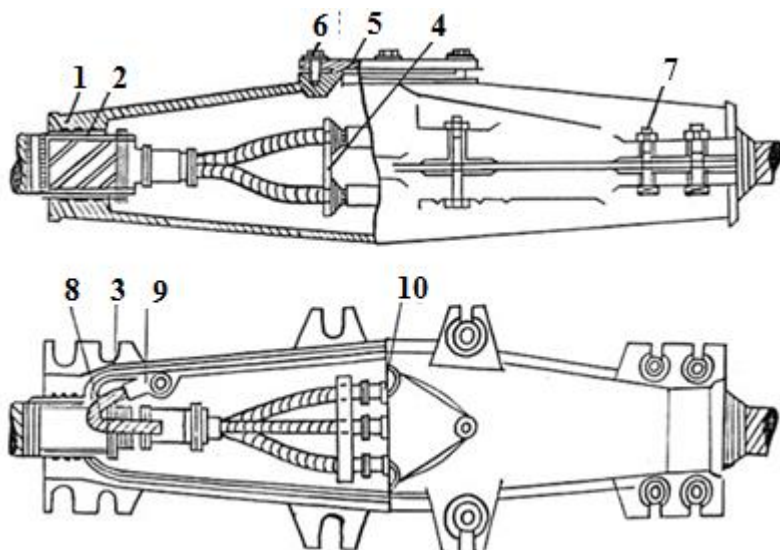


Рис. 65. Чугунная соединительная муфта для кабелей напряжением до 1 кВ: 1 – верхняя часть; 2 – подмотка для смоляной ленты; 3 – нижняя часть муфты; 4 – фарфоровая распорка; 5 – крышка; 6 – болт крышки; 7 – стягивающий болт; 8 – провод заземления; 9 – наконечник; 10 – соединительная гильза

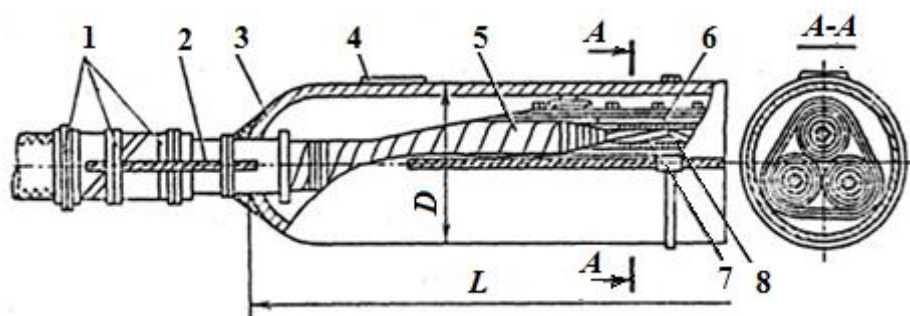


Рис. 66,а. Соединительная муфта в свинцовом корпусе для кабелей на напряжение 6, 10 кВ: 1 – бандаж; 2 – заземляющий провод; 3 – корпус муфты; 4 – заливочное отверстие; 5 – изоляция кабеля; 6 – подмотка из бумажных лент; 7 – токопроводящая жила; 8 – соединительная гильза

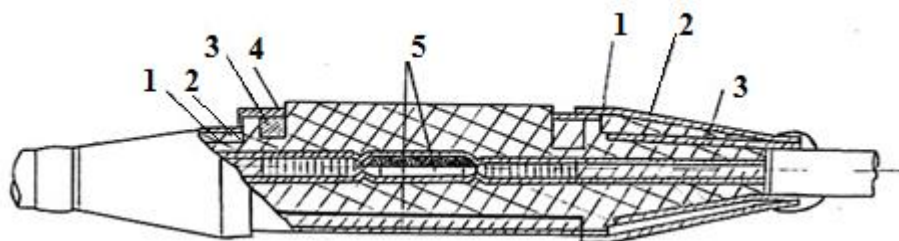


Рис. 66,б. Соединительная муфта для кабелей напряжением 35 кВ: 1 – экран конуса; 2 – конус; 3 – корпус; 4 – экран корпуса; 5 – место соединения

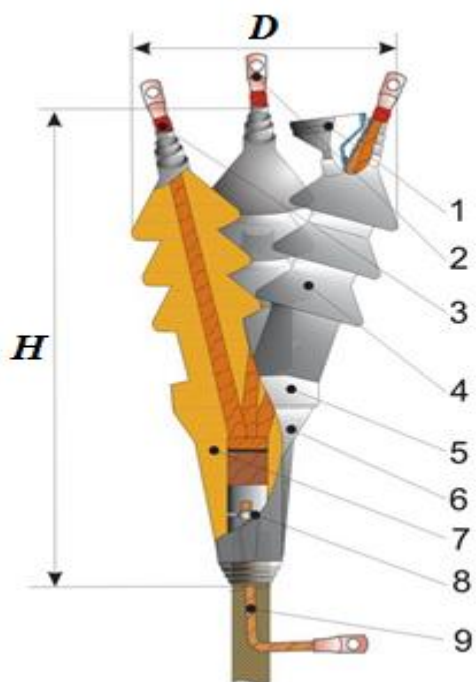


Рис. 66,в. Муфта эпоксидная концевая на напряжения 6 и 10 кВ: 1 – воронка для заливки эпоксидного компаунда; 2 – наконечник обеспечивающий электрический контакт жил; 3 – подмотка лентой ЛЭТСАР; 4 – изолятор; 5 – крышка; 6 – корпус муфты; 7 – компаунд, служащий для электрической изоляции и герметизации муфты; 8 – бандаж из проволоки закрепляющий провод заземления с наконечником; 9 – провод заземления с наконечником



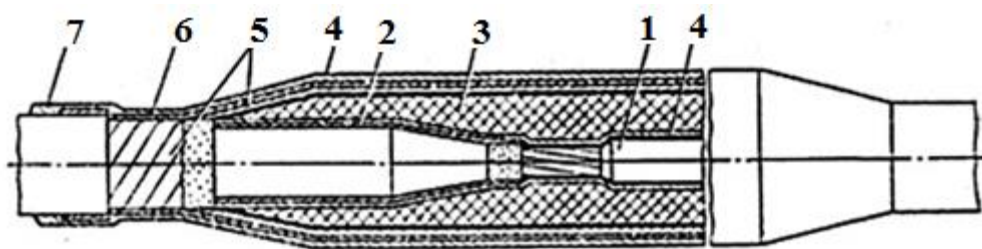


Рис. 66,г. Соединительная муфта для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ: 1 – гильза соединительная; 2- адгезионный слой; 3 – изоляция из самоклеящихся лент; 4 – полупроводящий экран; 5 – металлический экран; 6 – подмотка лентой из ПВХ-пластиката; 7 – наружный покров (термоусаживаемая трубка)



Рис. 66,д. Термоусаживаемая соединительная муфта на напряжения 6 и 10 кВ

Способ прокладки КЛ выбирают в зависимости от числа кабелей, условий трассы, степени загрязненности и агрессивности окружающей среды, требований эксплуатации, экономичности и других факторов.

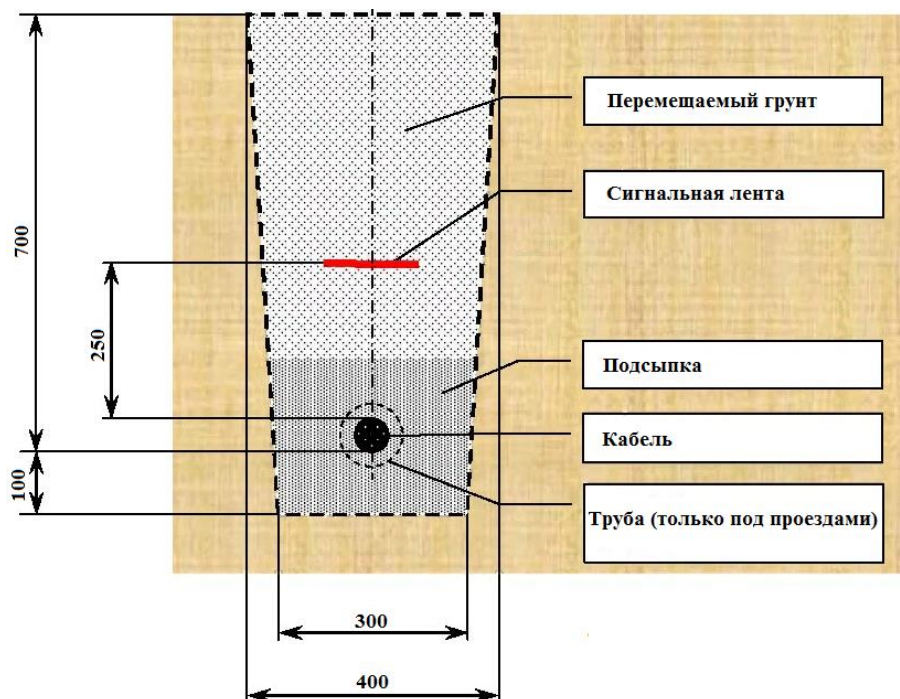


Рис. 67. Эскиз прокладки кабелей в земляной траншее

*Прокладка КЛ в земляной траншее* является одним из наиболее простых и экономичных способов. Глубина траншеи зависит от напряжения КЛ. Для КЛ напряжением до 10 кВ траншея имеет глубину 0,8 м, для КЛ напряжением 10-35 кВ - 1,5 м. Эскиз укладки кабеля напряжением до 10 кВ в земляную траншею приведен на рис. 67. Дно траншеи покрывается слоем песка или просеянного грунта, на который укладываются в один ряд кабели. Расстояние между соседними кабелями  $d$  не менее 100 мм. Сверху кабели накрывают слоем песка или просеянного грунта. Выше укладываются железобетонные плиты или слой красного кирпича, служащие для защиты кабелей от механических повреждений при проведении земляных работ. Вместо защиты от механических повреждений может использоваться сигнальная лента из яркой полиэтиленовой пленки, свидетельствующая о близком расположении кабелей. Верхняя часть траншеи засыпается обычным грунтом с послойным трамбованием. В одной земляной траншее прокладывают не более *шести* кабелей. Это обусловлено тем, что с увеличением числа кабелей их условия охлаждения ухудшаются, допустимая токовая нагрузка кабелей уменьшается, эффективность использования кабелей снижается.

При числе кабелей более шести, идущих в одном направлении, их укладывают в отдельные траншеи. Расстояния между траншеями должно быть не менее 0,5 м. Если кабельная трасса пересекает какие-либо инженерные сооружения, например, асфальтированные дороги, то в месте пересечения кабели укладывают в *асбоцементные трубы*.

*Прокладка КЛ в блоках* используется при большой стесненности кабельной трассы и пересечениях с инженерными сооружениями, например, с железными дорогами. Конструкции блоков и размеры могут быть различными. На рис. 68 показан бетонный блок, состоящий из бетонных панелей 1 с отверстиями 2, через которые прокладываются кабели 3.

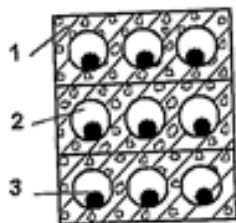


Рис. 68. Эскиз прокладки кабелей в бетонный блок: 1 – бетонный блок; 2 – отверстие; 3 – силовой кабель

Через определенные расстояния сооружаются кабельные колодцы, в которых осуществляется соединение кабелей и через которые выполняется монтаж кабелей и замена поврежденного кабеля. Это более дорогой способ прокладки, с худшими условиями охлаждения по сравнению с прокладкой кабелей в земляной траншее.

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20), что характерно для электростанций и энергоемких промышленных предприятий, используются *кабельные тоннели, галереи и эстакады*. Эскиз прокладки кабелей в тоннеле показан на рис. 69,а. Тоннель 1 представляет собой сборную железобетонную конструкцию, в которой по кронштейнам 2 прокладываются кабели 3 разного напряжения и разного назначения (силовые и контрольные). Кроме кабелей, в тоннелях могут прокладываться и другие инженерные сети, например водопроводные 4. Размеры тоннеля позволяют проводить двухстороннее обслуживание кабелей.

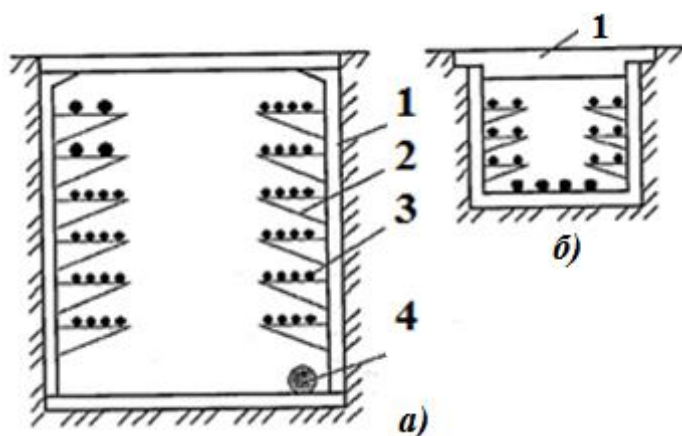


Рис. 69. Прокладка кабелей в тоннеле (а) и канале (б): 1 – железобетонный тоннель; 2 – кронштейн; 3 – кабель; 4 – труба водопроводная

Галереи и эстакады отличаются от тоннелей тем, что располагаются над поверхностью земли на специальных стойках. Галереи и эстакады в отличие от тоннелей используются на производствах, где возможны скопления горючих и взрывоопасных газов, тяжелее воздуха, и на предприятиях с большой агрессивностью почвы.

На территории подстанций и цехов промышленных предприятий КЛ прокладывают в *железобетонных каналах* (рис. 69,б). Верхний блок 1 является съемным, что обеспечивает удобное обслуживание кабелей. В галереях, тоннелях, каналах и эстакадах с целью пожарной безопасности используются кабели без наружного джутового покрова.

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена используются все вышеперечисленные способы прокладки. При прокладке трехжильных кабелей в одной плоскости расстояние между соседними кабелями принимается равным диаметру кабеля  $d$  (рис.70).

Одножильные кабели прокладываются треугольником и располагаются вплотную друг к другу как это показано на рисунке. Расстояние между соседними пучками кабелей принимается равным удвоенному диаметру одножильного кабеля  $2d$ .

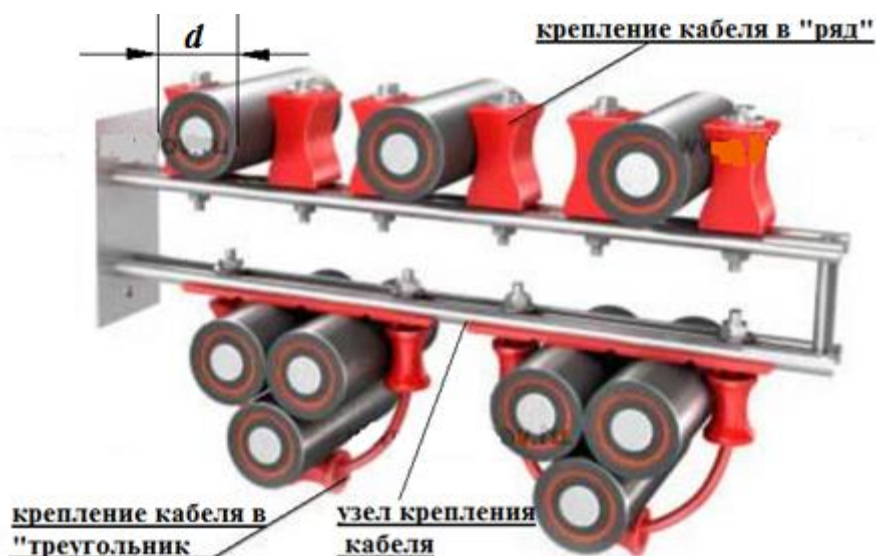


Рис. 70. Прокладка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Среди многих систем классификации кабельных изделий основной является

классификация кабелей и проводов по назначению. При этом различают:

*Неизолированные провода* – для использования при строительстве ВЛ. Провода изготавливаются из меди, алюминия, бронзы, а также комбинированием (стальной сердечник, поверх которого накладывается один или несколько повитков алюминиевой проволоки).

*Самонесущие изолированные провода (СИП)* – для передачи электроэнергии по изолированным скрученным проводам в жгут, расположенным на открытом воздухе и прикрепленные при помощи узлов крепления к опорам.

*Силовые кабели* – для передачи и распределения электрической энергии. Кабели выпускаются с медными и алюминиевыми токопроводящими жилами с изоляцией из бумажных лент, пропитанных маслом или специальными составами, а также с изоляцией из ПВХ пластиката, полиэтилена, резины. Диапазон ~ напряжений силовых кабелей – от 660 В до 500 кВ. Кабели имеют свинцовые, алюминиевые или пластмассовые оболочки.

*Кабели связи* – для передачи сигналов связи и информации. Кабели имеют медные жилы и бумажную или пластмассовую изоляцию. Кабели имеют свинцовые, алюминиевые, стальные, пластмассовые или металлопластмассовые оболочки. Кабели связи делятся на высокочастотные и низкочастотные. Высокочастотные – это кабели дальней связи, низкочастотные – кабели местной связи (городские ПФ и т.д.)

*Контрольные кабели* – для питания приборов, аппаратов и других электротехнических устройств и используются в целях контроля. Контрольные кабели имеют токопроводящую жилу из меди, биметалла алю-

миний-медь, алюминия. Изоляция – в основном из ПВХ, ПЭ и резины. Число токопроводящих жил – от 4 до 37, сечения от 0,75 до 10 мм<sup>2</sup>.

*Кабели управления* используются для целей дистанционного управления и имеют медные жилы. Изоляция – из ПЭ, ПВХ, фторопласт, резина. Число токопроводящих жил от 3 до 108. Все или отдельные токопроводящие жилы могут быть экранированными. Оболочки кабелей – пластмассовые. Поверх оболочки может накладываться панцирная броня из стальных проволок. Форма – круглая или плоская.

*Монтажные провода* используются для выполнения групповых соединений в различных схемах, в том числе и в жилых домах. Токопроводящие жилы – медные, в том числе с покрытиями из серебра, никеля и олова. Изоляция – ПЭ, ПВХ, фторопласты. Часть монтажных проводов выпускается с изоляцией на основе стекловолокна, волокон лавсана и капрон. Форма – круглые и ленточные.

*Установочные провода* – для распределения электрической энергии в силовых и осветительных сетях. Провода выпускаются одно и многожильными (до 30) и в основном рассчитаны на напряжение до 3 кВ. Токопроводящие жилы – алюминиевые, медные и биметалл *Al+Cu*. Изоляция ПЭ, ПВХ, резина, асбест, стекловолокно, резиностеклоткань. Диапазон сечений от 0,5 до 120 мм<sup>2</sup>.

*Обмоточные провода* – для изготовления обмоток электрических машин, аппаратов и приборов. Токопроводящие жилы – из меди, алюминия, сплавов сопротивлений (нитрон, манганин, константан). Изоляция – эмалевые покрытия на основе синтетических лаков, стекловолокно, шелк, пленки, бумага, пластмассы.

*Радиочастотные провода* – для передачи высокочастотной энергии между антеннами и различными радиотехническими и электронными устройствами. Кабели имеют коаксиальную конструкцию. Жилы – медные, изоляция из ПЭ или фторопласта. Поверх изоляции наложены экран и защитная оболочка из ПЭ или ПВХ пластмассы.

Кроме того выпускаются судовые, грузонесущие, геофизические кабели, для электрофильтров, бортовые провода, провода зажигания и др.

Основными направлениями развития кабельной техники является:

- повышение рабочих температур кабелей и проводов;
- микроминиатюризация кабельной продукции, связанная с уменьшением габаритов электронной и радиоаппаратуры;
- автоматизация производства кабелей и проводов;

- экономия цветных металлов.

При проектировании, эксплуатации и реконструкции кабельных линий необходимо выполнять следующие условия:

- в однофазных кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ или XLPE) до 500 кВ включительно необходимо обращать повышенное внимание к выбору сечения, способам соединения и заземления экранов;

- конструкция, сечение экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном и после аварийном режимах работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания однофазного (в сети с изолированной нейтралью) тока короткого замыкания в течении времени протекания по условиям работы РЗА, с обеспечением электробезопасности обслуживания коробок транспозиции, с учетом их количества, мест расположения и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных транспозиционных муфт;

Буквенные обозначения в маркировке кабелей обусловлены конструкцией брони и защитных покровов и приведены в табл. 23. Расшифровка обозначений применяемых силовых кабелей дана в табл. 24.

Таблица 23

Буквенные обозначения в маркировке кабелей

Буква или сочетание букв	Значение буквы или сочетание букв
<b>1</b>	<b>2</b>
<b>А</b>	Алюминиевая жила (если буквы <b>А</b> нет – то медная жила)
<b>АС</b>	Алюминиевая жила и свинцовая оболочка
<b>АА</b>	Алюминиевая жила и алюминиевая оболочка
<b>Б</b>	Броня из двух стальных лент с антикоррозионным защитным покровом
<b>Бн</b>	То же, но с негорючим защитным покровом (не поддерживающим горение)
<b>Г</b>	Отсутствие защитных покровов поверх брони или оболочки
<b>л (2л)</b>	В подушке под броней имеется слой (два слоя) из пластмассовых лент
<b>в (п)</b>	В подушке под броней имеется выпрессованный шланг из поливинилхлорида (полиэтилена)

<b>Шв</b> (Шп)	Защитный покров в виде выпрессованного шланга (оболочки) из поливинилхлорида (полиэтилена)
<b>К</b>	Броня из круглых оцинкованных стальных проволок, поверх которых наложен защитный покров
<b>н</b>	Не поддерживающий горение защитный покров
<b>П</b>	Броня из оцинкованных плоских проволок, поверх которых наложен защитный покров
<b>С</b>	Свинцовая оболочка
<b>О</b>	Отдельные оболочки поверх каждой фазы
<b>В</b> - в конце обозначения (-В)	Обедненно-пропитанная бумажная изоляция
<b>Ц</b>	Бумажная изоляция, пропитанная нестекающим составом, содержащим церезин
<b>НР</b>	Резиновая изоляция и оболочка из резины, не поддерживающей горение
<b>В</b>	Изоляция или оболочка из поливинилхлорида
<b>П</b>	Изоляция или оболочка из термопластичного полиэтилена
<b>Пс</b>	Изоляция или оболочка из самозатухающего полиэтилена
<b>Пв</b>	Изоляция из вулканизированного полиэтилена
<b>Бб</b>	Броня из профилированной стальной ленты
<b>У</b>	Для кабелей, изготовленных после 01.04.85. Изоляция может работать при температурах 80, 70, 65°С соответственно для кабелей на напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ

Таблица 24

## Маркировка силовых кабелей

Марка кабеля	Расшифровка
<b>СБ</b>	кабель с бумажной пропитанной изоляцией с медными жилами в свинцовой оболочке (С) с броней из стальных лент (Б) с защитными покровами из кабельной пряжи, пропитанной битумом
<b>СБГ</b>	то же, но без защитных покровов («голый»)
<b>СГ</b>	то же, но без защитных покровов
<b>АСБ</b>	то же, что <b>СБ</b> , но с алюминиевой жилой
<b>ААБ</b>	то же, но с алюминиевой оболочкой (А вместо С).
<b>ОСБ</b>	кабель с отдельно оцинкованными жилами с броней из стальных лент с защитными покровами
<b>ААШв</b>	кабель с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке и защитным покровом в виде шланга из поливинилхлорида.

<b>ААБв</b>	кабель с выпрессованной оболочкой из поливинилхлорида ( <b>В</b> ) под броней из стальных лент ( <b>Б</b> ) с защитными покровами
<b>СРБ</b>	кабель с резиновой изоляцией, свинцовой оболочкой, с броней из стальных лент и защитными покровами
<b>ВВГ</b>	кабель с изоляцией из поливинилхлорида, оболочкой из поливинилхлорида
<b>ПВГ</b>	то же, но с изоляцией из термопластичного полиэтилена
<b>ПсВГ</b>	то же, но с изоляцией из самозатухающего полиэтилена без защитных покровов
<b>ПвВГИ</b>	то же из полиэтилена вулканизированного
<b>ПОВБ</b>	кабель с полиэтиленовой изоляцией, фазы которого заключены в отдельные экраны из медных лент и поливинилхлоридные оболочки в общей ленточной броней, с защитными покровами

### Контрольные вопросы

1. Что является главными составными элементами кабельных силовых линий?
2. Какие элементы используются для соединения отрезков силового кабеля напряжением 6 – 10 кВ?
3. Какие элементы используются для подключения кабеля к шинам распределительных устройств?
4. Для чего предназначены и в чем особенности устройства чугунные, свинцовые, эпоксидные и термоусаживаемые муфты?
5. В чем отличие кабельных концевых от концевых мачтовых муфт?
6. Какие факторы влияют на способ прокладки силовых кабелей?
7. В каком случае прокладка силовых кабелей осуществляется в земле, кабельных тоннелях, галереях и эстакадах?
8. В чем особенности прокладки силовых кабелей на подстанциях и территории цехов промышленных предприятий?
9. В чем отличие силовых кабелей от проводов соединительных, проводов неизолированных, установочных, самонесущих, кабелей управления, контрольных, сигнально-блокировочных, телефонных.



## 12. Экспериментальное исследование сопротивления и диэлектрических потерь изоляции силовых кабелей

Диагностика рабочих параметров кабельной линии электропередачи проводится перед включением, в процессе эксплуатации и после ремонта КЛ, а также в соответствии с рекомендациями завода – изготовителя. Объём, нормы и методика диагностирования КЛ приводятся в действующей нормативной документации и с учётом требований ГОСТ Р МЭК 62067 – 2011. Наряду с диагностикой КЛ проводится их мониторинг по нагрузочному режиму, аварийным событиям и интенсивности частичных разрядов (ЧР) в изоляции. Для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующее рабочее (текущее) состояние основной изоляции, концевых и соединительных муфт КЛ в процессе эксплуатации в настоящее время применяется система автоматического диагностирования (мониторинга) КЛ.

Система мониторинга КЛ регистрирует параметры возникающих частичных разрядов, в том числе в кабельных муфтах и температуру муфт, токопроводящих жил и экранов КЛ, что обеспечивает получение достоверной оценки текущего технического состояния КЛ, в том числе муфт КЛ, и возможности прогнозирования развития дефектов на основе базы данных по динамике развития разрядных процессов в изоляции, выявление дефектов в изоляции на ранних стадиях их развития.

При измерении сопротивления изоляции кабельных линий (КЛ) рекомендуется использовать мегаомметр на напряжение 2500 В. *Выполнять измерения разрешается только на отключенных и разряженных КЛ.*

Измерения сопротивления изоляции одножильных кабелей без металлического экрана (брони, оболочки), проложенных в земле, производятся между жилой и землей; для одножильных кабелей, проложенных на воздухе, сопротивление изоляции не измеряется.

Измерение изоляции одножильных кабелей с металлическим экраном (оболочкой, броней) производится между жилой и экраном. Измерение изоляции многожильных кабелей без металлического экрана (брони, оболочки) производится между каждой жилой и остальными жилами, соединенными между собой.

Измерение изоляции многожильных кабелей с металлическим экраном (броней, оболочкой) производится между каждой жилой и остальными жилами, соединенными вместе и с металлическим экраном (броней, обо-

лочкой), например для трехжильного кабеля, с обозначением жил *A*, *B* и *C*, по следующей схеме:

– *A* – *B* + *C* + оболочка; – *B* – *C* + *A* + оболочка; – *C* + *B* – *A* + оболочка (знак + означает, что жила используется в опыте, а знак – что жила остается свободной).

Электрическая схема измерения сопротивления изоляции кабеля с металлической броней приведена на рис 71.

По значениям сопротивлений изоляции, измеренной через 15 и 60 секунд после приложения напряжения, делают вывод о пригодности кабельной линии к эксплуатации. Кабельная линия напряжением до 1 кВ считается выдержавшей испытания, если сопротивление изоляции составляет не ниже 0,5 МОм.

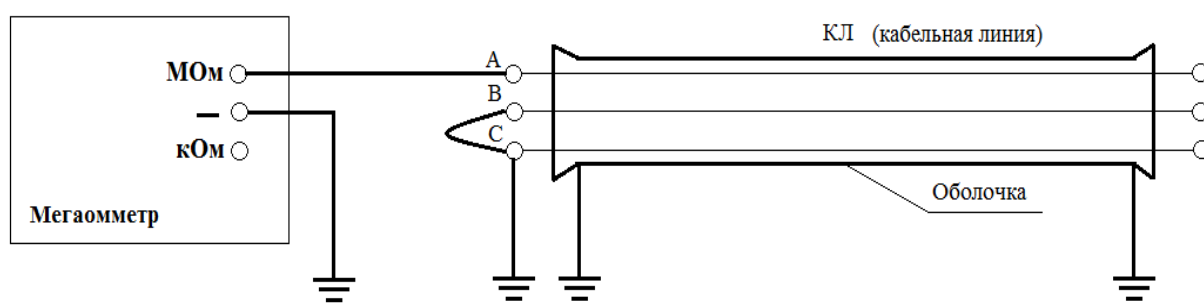


Рис. 71. Схема электрических соединений для измерения сопротивления изоляции жил силового кабеля мегаомметром типа М4100/5

Упомянутый временной интервал объясняется тем, что при проведении измерений следует учитывать влияние температуры и влажности на значение сопротивления изоляции кабельной линии. При повышении температуры в большинстве диэлектриков, используемых в качестве электрической изоляции, увеличивается количество свободных носителей зарядов, что приводит к снижению сопротивления. Однако однозначно сделать вывод о состоянии качества изоляции только по температурному фактору весьма затруднительно, поэтому необходимо также учитывать влажность изоляции, поскольку большинство используемых электроизоляционных материалов являются гигроскопичными, что вносит дополнительную погрешность в значение сопротивления изоляции, поскольку при этом происходит существенное уменьшение сопротивления изоляции. На практике для оценки состояния изоляции целесообразно использовать коэффициент

абсорбции, выражаемый через сопротивления изоляции 15-ти и 60 секунд-ный интервалы измерения

$$K_{\text{абс}} = R_{60}^{**} / R_{15}^{*}.$$

где  $R_{15}^{*}$  и  $R_{60}^{**}$  - значения сопротивления изоляции, измеренные соответственно через 15 и 60 секунд после приложения напряжения. Значение коэффициента абсорбции  $K_{\text{абс}}$  для влажной изоляции находится в пределах 1,0 – 1,2, для сухой изоляции – 1,2 -1,7 и выше.

Измерение и автоматический расчет коэффициента абсорбции проводится цифровыми мегаомметрами типа Е6-31 с выходным напряжением 2500 В при измерении сопротивления изоляции.

Для измерения сопротивления изоляции оборудования в сетях 0,4 кВ используются мегаомметры с выходным напряжением не менее 1000 В, а в сетях 6 кВ и выше - мегаомметры с выходным напряжением 2500 В. В связи с процессом поляризации, протекающем в изоляции, значение измеряемого сопротивления зависит от времени приложения напряжения примерное значение которого можно определить рассматривая схему замещения изоляции (рис.72).

Сопротивление  $R$  в схеме замещения изоляции обусловлено протеканием в изоляции тока утечки, а ёмкость  $C_r$  – эквивалентна электрической ёмкости оборудования, которое подвергается испытанию (трансформатор, электродвигатель и т. д.), значение этой ёмкости находится в пределах от нескольких сотен до нескольких тысяч пикофарад. В связи с этим такая ёмкость полностью зарядится за время, ограниченное 15 секундами ( $R_{15}^{*}$ ). Силовые кабели обладают значительной электрической ёмкостью (1 – 2 микрофарады на фазу), поэтому их рекомендуется отключать от испытываемого оборудования с целью уменьшения погрешности (примерно на значение коэффициента абсорбции).

Последовательная цепочка  $dC$  и  $r$  эквивалентна полному сопротивлению цепи в результате протекания абсорбционных токов. При использовании для изоляции качественных диэлектриков, не содержащих примесей и влаги, для заряда ёмкости потребуется значительно больший промежуток времени. На практике это время ограничивают 60 секундами ( $R_{60}^{**}$ ).

В процессе измерения может быть установлена асимметрия значений сопротивлений, причиной которой явиться увлажнение и загрязнение кон-

цевых муфт КЛ. Для её устранения используется пропитка. Значение сопротивления изоляции КЛ напряжением выше 1 кВ не нормируется.

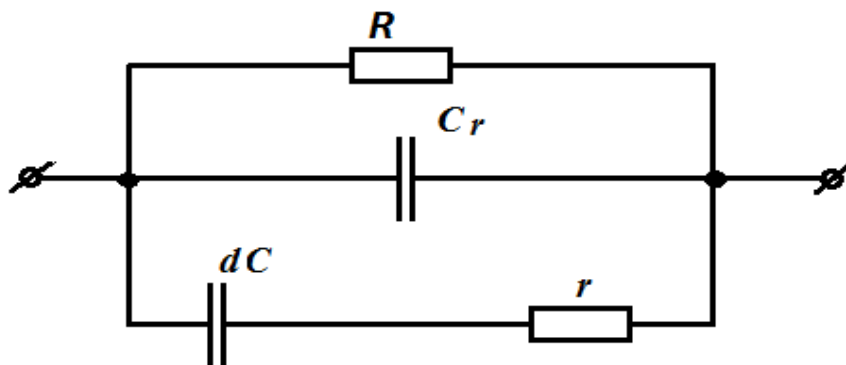


Рис. 72. Схема замещения изоляции оборудования

Сопротивление изоляции кабельных линий, как и любого электрооборудования, определяется протекающим током при приложении напряжения постоянного тока. При напряжениях до нескольких киловольт для этих целей применяются мегаомметры. При более высоких напряжениях используются специализированные источники выпрямленного напряжения, при условии измерения тока проводимости и проводимости изоляции.

Схема электрическая принципиальная мегаомметра типа М4100/5 приведена на рис. 73. Схема состоит из генератора переменного тока  $G$ , выпрямителя с умножением напряжения, измерительного механизма (логометр магнитоэлектрической системы) ИП и добавочных резисторов. Диапазоны измерения изменяются при помощи специальной перемычки находящейся на одном из соединительных проводов. При измерении сопротивления изоляции в диапазоне *мегаом* измеряемое сопротивление подключается к зажимам «МОм» и «←». При измерении сопротивления изоляции в диапазоне «кОм» измеряемое сопротивление подключается между закороченными зажимами «МОм», «←» и зажимом «кОм».

Перед началом измерений на время подключения мегаомметра к испытываемой цепи последняя должна быть временно заземлена. Опасно прикасаться к соединительным проводам и токоведущим элементам испытываемой цепи в процессе измерений. Перед началом работы необходимо проверить исправность мегаомметра в соответствии с инструкцией и только убедившись в исправности мегаомметра, можно приступать к измерению сопротивления изоляции. Для этого присоединяют испытываемую цепь к соответствующим зажимам и, вращая рукоятку генератора с номинальной

скоростью (120 оборотов в минуту), производят отсчет по соответствующей шкале.

Результат измерения сопротивления изоляции мегаомметром М41001/5 может быть искажен поверхностными токами утечки объекта. Для уменьшения искажения результата измерений, на изоляцию испытуемой цепи накладываются токоотводящий электрод, который присоединяется к зажиму «Э». Технические характеристики мегаомметра М4100/5 приведены в табл. 25.

Обычно используются две схемы включения мегаомметра – прямая и перевернутая: соответственно заземляются выводы "Э" или "-". Наиболее часто применяется перевернутая схема включения. Экранирование объекта измерения применяется в случаях, когда необходимо исключить влияние поверхности изоляционной конструкции или ограничить область контролируемой изоляции.

Для исключения влияния состояния поверхности на наружной части изоляционной конструкции около электрода, соединенного с выводом " $r_x$ " мегаомметра, устанавливается экранирующее кольцо из мягкого провода, соединяемое с выводом "Э". Для ограничения контролируемой области изоляции потенциал экрана мегаомметра подается на соответствующий электрод (рис. 74).

Сопротивление, включенное между выводами "Э" и " $r_x$ " в схемах с экранированием шунтирует измерительный элемент мегаомметра, чем может внести недопустимую погрешность в измерения. Наименьшее допустимое значение этого сопротивления нормируется; оно не должно быть меньше 1% конечного (наибольшего) значения шкалы на данном пределе измерений. Желательно чтобы сопротивление цепей экранирования в 50-100 раз было больше, чем сопротивление измерительного элемента мегаомметра.

Таблица 25

Технические характеристики мегаомметра М4100/5

1	Диапазон измерений	кОм – 0 – 20000	МОм – 0 – 1000
2	Выходное напряжение на диапазоне измерений «МОм», В	2500 ± 250	
3	Основная погрешность %, не более	±1 от длины шкалы	
4	Класс точности	1,0	
5	Длина шкалы мм, не менее	80	

6	Питание мегаомметра	Встроенный генератор, приводимый во вращение от руки
7	Номинальная скорость вращения рукоятки генератора, об/мин.	120
8	Масса мегаомметра, кг, не более	4,9 (с футляром)
9	Время установления рабочего режима	Непосредственно после достижения номинальной скорости вращения рукоятки генератора
10	Температурный диапазон	От минус 30 до плюс 40 °С
11	Относительная влажность при плюс 30 °С	До 90 %

Цифровой мегаомметр Е6-40 обеспечивает воспроизведение испытательного напряжения постоянного тока со значениями 100, 250, 500, 1000 или 2500 вольт с относительной погрешностью установки напряжения не более 10%. Питание мегаомметра осуществляется от свинцово-кислотной аккумуляторной батареи (АКБ) номинального напряжения 6 В, ёмкостью "1,3 А/ч".

Время готовности мегаомметра Е6-40 после включения питания не более 5 секунд. Время установления показаний не более 30 секунд при электрической ёмкости объекта измерения не более 1мкф. Количество измерений мегаомметром от полностью заряженной АКБ не менее 500 (при нормальных условиях эксплуатации). Масса мегаомметра не более 1,1 кг. Относительная погрешность при измерении сопротивления приведена в табл. 26, а диапазон измеряемых сопротивлений в табл. 27.

Цифровой мегаомметр Е6-40 (рис.75,а) позволяет измерять внешнее переменное напряжение частотой 50 Гц и действующим значением от 50 до 600 В постоянно, независимо от включенного режима. Погрешность измерения внешнего напряжения составляет не более 10%. При появлении напряжения на измерительных клеммах, на индикаторе высвечивается мигающее действующее значение напряжения. Рабочие условия эксплуатации мегаомметра: температура окружающего воздуха, от минус 30 °С до плюс 50 °С; относительная влажность воздуха до 90 % при 30 °С; атмосферное давление от 60 до 106,7 кПа (от 460 до 800 мм рт. ст.). Степень защиты корпуса IP67 по ГОСТ 14254-96. Средний срок службы мегаомметра 10 лет (не распространяется на АКБ)

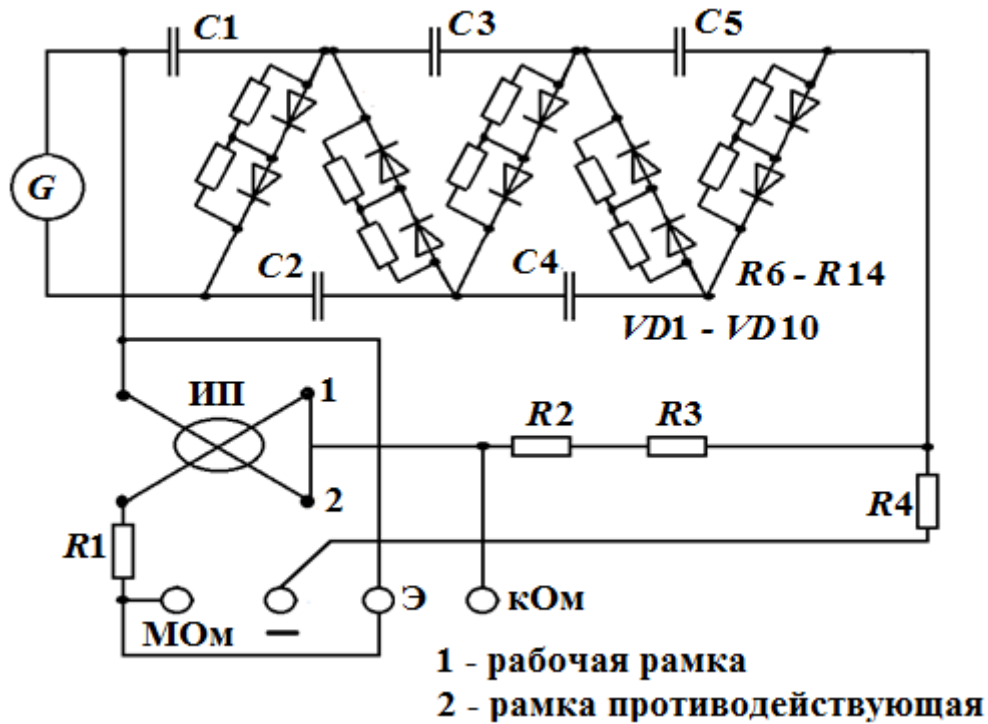


Рис. 73. Схема электрическая принципиальная мегаомметра М4100/5

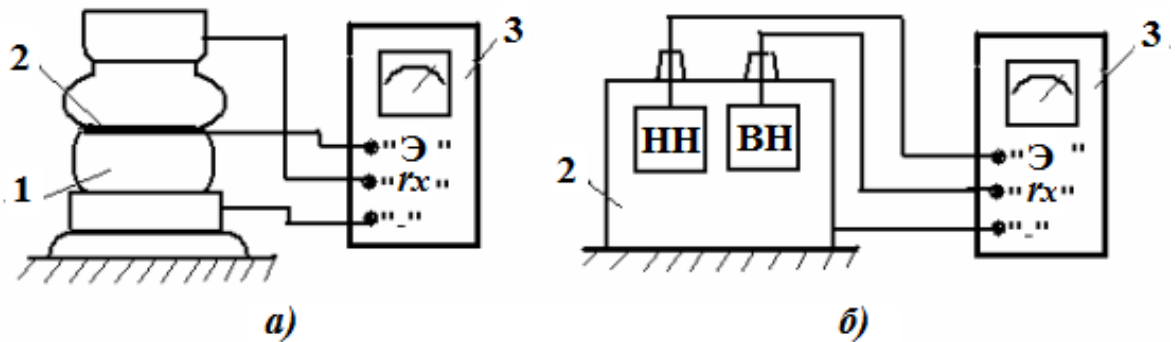


Рис. 74. - Экранирование при измерении сопротивления изоляции:  
А) - исключение влияния поверхности изоляции; б) - исключение влияния изоляции обмотки НН трансформатора; 1 - объект; 2 - экранное кольцо (бандаж); 3 – мегаомметр.

Таблица 26

Погрешность измерения сопротивления изоляции мегаомметром Е6-40

Диапазон измерения	Погрешность измерения
0,1 Мом до 1 ГОм	$\pm(0,03R_x + 3 \text{ единицы младшего разряда})$
1 ГОм до 10 ГОм	$\pm 5\%$
10 ГОм до 250 ГОм	$\pm 10\%$



а)



б)

Рис. 75. Внешний вид цифровых мегаомметров: а) – Е6-40; б) – Е6-31

Таблица 27

Пределы измерений сопротивления изоляции мегаомметром Е6-40

Сопротивление	Испытательное напряжение, В				
	100	250	500	1000	2500
Минимальное	0,1 МОм	0,25 МОм	0,5 МОм	1 МОм	2,5 МОм
Максимальное	10 ГОм	25 ГОм	50 ГОм	100 ГОм	250 ГОм

Цифровой мегаомметр Е6-31 (рис.75,б) предназначен для измерения сопротивления изоляции электрических цепей, не находящихся под напряжением, в диапазоне от 1 кОм до 300 ГОм, измерения переменного напряжения до 700 В и автоматического расчета коэффициента абсорбции. Значение постоянного испытательного напряжения на разомкнутых гнездах 500, 1000, 2500 В. Питание от встроенного аккумулятора, напряжение от 5,2 до 7,5 В.

Рабочие условия эксплуатации: - температура от минус 30 до +50 °С;  
- относительная влажность при температуре воздуха 30 °С до 90 %

Прибор Е6-31 заменяет: Е6-32 мегаомметр; М4100/1 Мегаомметр; М4100/2 Мегаомметр; М4100/3 Мегаомметр; М4100/4 Мегаомметр; М4100/5 Мегаомметр; Мегаомметр М4100/3М; Мегаомметр Ф4102/1-1М; Мегаомметр Ф4102/2-1М; Мегаомметр ЭС0202/1М-Г; Мегаомметр ЭС0202/2М-Г; Мегаомметр ЭС202/1Г Профкип; Мегаомметр ЭС202/2Г Профкип; ЭС0202/1Г Мегаомметр (ЭС0202/1-Г); ЭС0202/2Г Мегаомметр (ЭС0202/2Г); ЭС0210/1Г Мегаомметр (ЭС0210/1Г).



На значение допустимого тока нагрузки в силовых кабелях, особенно с бумажной пропитанной изоляцией, существенное влияние оказывают диэлектрические потери, которые возрастают при увеличении уровня напряжения. При напряжении 220 кВ значение этих потерь может достигать 50% потерь в токопроводящих жилах.

Под диэлектрическими потерями понимают электрическую мощность, рассеиваемую в изоляции в единицу времени под действием приложенного напряжения и вызывающую нагрев изоляции. Диэлектрические потери в изоляции одной фазы участка кабеля можно определить по значению электрической емкости  $C$  и заданном уровне переменного напряжения  $U$  с частотой  $\omega = 2\pi f$  по формуле

$$P = U^2 \omega C \cdot \operatorname{tg} \delta, \text{ Вт/м}$$

где  $\operatorname{tg} \delta$  - тангенс угла диэлектрических потерь равный отношению активного  $I_a$  и реактивного  $I_p$  токов в изоляции (величина обратная значению  $\operatorname{tg} \delta$  называется добротностью изоляции  $Q$ ).

$$\operatorname{tg} \delta = I_a / I_p.$$

Диэлектрические потери существенно зависят от температуры изоляции и при её повышении возрастают вследствие увеличения тока проводимости и тока абсорбции. В случае однородной изоляции в кривой зависимости тангенса угла диэлектрических потерь от температуры  $\operatorname{tg} \delta = f(T)$  наблюдается максимум вследствие дипольной поляризации. Если изоляционные материалы состоят из двух или большего количества дипольных веществ, в этой зависимости наблюдается несколько максимумов. У гигроскопичных материалов значение  $\operatorname{tg} \delta$  заметно возрастает при увеличении влажности. Повышение напряжения также сопровождается увеличением значения  $\operatorname{tg} \delta$ , что обусловлено процессом ионизации газовых включений в изоляции. Значение диэлектрических потерь зависит также от времени нахождения кабеля под напряжением. По количественному изменению значения  $\operatorname{tg} \delta$  можно сделать вывод о качестве изоляции данной марки силового кабеля.

Удельные диэлектрические потери в изоляции силового кабеля ( $\text{Вт/м}^3$ ) определяются в соответствии с формулой:

$$p = E^2 \omega \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \operatorname{tg} \delta,$$

где  $E$  – напряженность электрического поля (В/м);

$\varepsilon_0$  - электрическая постоянная ( $\varepsilon_0 = 8,85418782 \cdot 10^{-12}$  Ф/м);

$\varepsilon_r \operatorname{tg} \delta$  - коэффициент диэлектрических потерь;

$\varepsilon_r$  - диэлектрическая проницаемость.

Градирирование изоляции (многослойность) позволяет снизить напряженности у жилы кабеля или уменьшить толщину изоляции, осуществив более равномерное распределение напряженности по толщине изоляции. Градирирование изоляции в кабелях выполняется при помощи бумаги различной плотности и толщины. Более тонкая и плотная бумага имеет большую диэлектрическую проницаемость и электрическую прочность и наматывается слоями, ближайшими к жиле. Последующие слои выполняются из более дешёвой имеющей меньшую диэлектрическую прочность бумаги. Применение трёхслойного градирирования позволяет уменьшить толщину изоляции маслонаполненного кабеля высокого давления на напряжение 110 кВ с 16,8 до 12,6 мм.

Электрическая ёмкость одной фазы силового кабеля  $C$  на единицу длины в фарадах на метр (Ф/м) для круглых токопроводящих жил и неградирированной изоляции определяется по формуле

$$C = \frac{10^{-9} \varepsilon_r}{18 \ln(D/d_{\text{ж}})},$$

где  $D$  – диаметр кабеля по фазной изоляции;

$d_{\text{ж}}$  – диаметр токоведущей жилы кабеля.

Для градирированной изоляции значение электрической ёмкости кабеля определяется по формуле:

$$C = \frac{10^{-9}}{18 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{\varepsilon_i} \cdot \frac{d_{i+1}}{d_i}}.$$

где  $\varepsilon_i$  - диэлектрическая проницаемость  $i$  – слоя изоляции;

$d_i$  – диаметр  $i$ –слоя изоляции;

$n$  – количество слоев изоляции.

Ёмкость трёхжильного силового кабеля с секторными жилами можно определить приближенно по приведенным формулам с заменой секторных

жил на круглые, но с сечением, увеличенным на 50% при той же толщине изоляции.

Значения диэлектрической проницаемости  $\epsilon_r$  и тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции  $\operatorname{tg}\delta$  при максимально допустимых температурах и максимально возможных для каждого типа кабеля напряжениях приведены в табл. 28.

Для эксплуатационного контроля тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции применяется схема измерений с мостом Шеринга. Мостовая схема измерений (рис.61) состоит из контролируемого объекта с параметрами  $C_x$  и  $\operatorname{tg}\delta$  (плечо  $Z_1$ ), образцового конденсатора  $C_0$  (плечо  $Z_2$ ), цепей уравнивания (плечи  $Z_3, Z_4$ ) и указателя равновесия (УР). Измерительным элементом схемы (первичным преобразователем), через который протекает ток объекта, является плечо  $Z_3$  (резистор  $R_3$ ). Мост может использоваться при прямой, перевернутой и обратной схемах включения. При прямой схеме заземляется точка 2 моста; при перевернутой схеме — точка 1, а при обратной — точка 3. Обратная схема включения иногда называется схемой с заземленной диагональю.

Процесс измерения заключается в уравнивании мостовой схемы, для чего поочередными изменениями сопротивления резистора  $R_3$  и емкости конденсатора  $C_4$  производят выравнивание напряжений плеч  $Z_3$  и  $Z_4$  моста. При равновесии моста, что устанавливается по отсутствию показаний указателя равновесия, выполняется равенство  $Z_1 Z_4 = Z_2 Z_3$ , исходя из которого, определяются параметры изоляции контролируемого объекта:

$$\operatorname{tg}\delta = C_4 R_4 \quad \text{и} \quad C_x = \frac{R_4}{R_3} C_0.$$

При наличии помех (тока влияний) возможны случаи, когда ток образцового конденсатора отстает по фазе от тока, протекающего по плечу  $Z_3$  моста и являющегося суммой тока объекта и тока помех. При этом для измерения так называемого отрицательного значения угла диэлектрических потерь  $\operatorname{tg}\delta$  конденсатор  $C_4$  следует включать параллельно резистору  $R_3$ , тогда значение  $\operatorname{tg}\delta$  рассчитывается по формуле:

$$\operatorname{tg}\delta(-) = -\omega C_4 R_4.$$

Таблица 28

Предельные значения диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции кабеля

Тип кабеля	$\operatorname{tg}\delta$	$\epsilon_r$
<b>Кабели с пропитанной бумажной изоляцией</b>		
1	2	3
С вязкой пропиткой, с полностью или предварительно пропитанной изоляцией или пропитанные нестекающей массой	0,01	4
Маслонаполненные низкого давления	0,004 – 0,0045	3,3 – 3,75
Маслонаполненные высокого давления в стальном трубопроводе	0,0045	3,7
Газонаполненные	0,004 – 0,0045	3,4 – 3,5
<b>Кабели с изоляцией из других материалов</b>		
Из резины на основе бутилкаучука	0,05	4,5
Из этилпропиленовой резины	0,04	3
Из поливинилхлорида	0,1	8
Из сшитого полиэтилена	0,0008	2,5
Из термопластичного полиэтилена	0,001	2,3

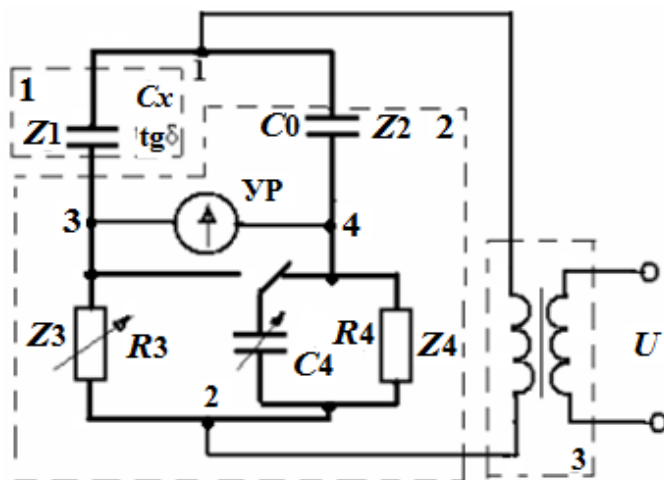


Рис. 76. Мостовая схема измерений: 1 – объект контроля; 2 – средство измерений (измерительный мост); 3 – источник напряжения.

Серийно выпускаемые измерительный мост типа Р5026 и образцовый конденсатор Р5023 обеспечивают возможность измерений при высоком напряжении до 10 кВ (три диапазона измерений емкости — А1, А2 и А3) и при низком напряжении (50 В от встроенного трансформатора, диапазоны А4 и А5). Все элементы схемы помещены внутри экрана ("Э"), изолированного от заземляемого корпуса на рабочее напряжение моста 10 кВ (для проведения измерений при перевернутой схеме включения). Ос-

новые характеристики моста P5026 и формулы для расчёта результатов измерений приведены в табл. 29.

При измерениях следует выбирать такой шунт (диапазон емкостей), при котором уравнивание производится не менее чем тремя декадами резистора  $R_3$ . Диапазон измеряемых отрицательных значений  $\text{tg}\delta$  при включенном шунте (диапазоны емкости A2 и A3) значительно уже, чем при измерениях без шунта. Поэтому при измерениях в условиях интенсивных влияний, когда возможно отрицательное значение угла диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$ , мост P5026 следует использовать в диапазоне A1.

В настоящее время широко используются цифровые малогабаритные рефлектометры с функциями определения мест повреждений в силовых кабельных линиях, обнаружение наличия в линии места повреждения или неоднородности и характера повреждения. Краткие характеристики некоторых цифровых рефлектометров приведены в табл. 30, внешний вид рефлектометра марки РЕЙС-305 показан на рис. 77.

Таблица 29

Технические характеристики моста P5026 и формулы расчета

Пределы измерения		Пределы рабочего напряжения, кВ	Положение переключателя		Формулы расчета		$I_{C_x, \text{max}}$ , А
$C_x$	$\text{tg}\delta$		A	N	$C_x$ , мкФ	$\text{tg}\delta$	
10 - 1000	$10^{-4} - 0,1$	5 - 10	1	0,1	$0,1C_0 R_4/R_3$	$0,1C_4$	$3 \cdot 10^{-3}$
100 - 10000	$10^{-4} - 1,0$	3 - 10	1	1	$C_0 R_4/R_3$	$C_4$	$3 \cdot 10^{-2}$
$10^4 - 2 \cdot 10^4$ $10^5 - 2 \cdot 10^4 - 10^5$			2	1	$200C_0 \frac{150 - S + R_3}{R_3}$	$C_4$	$3 \cdot 10^{-1}$
$10^5 - 10^6$	$5 \cdot 10^{-4} - 1,0$	3 - 5	3	1	$2000C_0 \frac{150 - S + R_3}{R_3}$	$C_4$	3
$650 - 2 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^{-3} - 0,1$	< 0,1	4	0,1	$4 \cdot 10^{-4} \cdot R_4/R_3$	$0,1C_4$	$4 \cdot 10^{-3}$
$6500 - 2 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^{-3} - 1,0$		4	1	$4 \cdot 10^{-3} \cdot R_4/R_3$	$C_4$	$3 \cdot 10^{-2}$
$2 \cdot 10^6 - 5 \cdot 10^8$			5	1	$R_4/R_3$		$2 \cdot 10^{-1}$

Примечания к табл. 24: -  $C_0$  - ёмкость образцового конденсатора P5023, пФ; -  $C_4$  - отсчет ёмкости магазина емкостей плеча  $Z_4$  моста, мкФ; -  $R_3$  - отсчёт сопротивления магазина сопротивлений плеча  $Z_3$  моста, Ом. - на пределе A1 значение  $\text{tg}\delta(-) = -\text{tg}\delta \cdot R_3/R_4$ ; - на пределах A2 и A3 значение  $\text{tg}\delta(-) = -\text{tg}\delta \cdot R_3/R_4 \cdot \frac{150}{150+R_3}$ ;



Рис.77. Рефлектометр цифровой РЕЙС-305. Внешний вид

Таблица 30

Цифровые рефлектометры

Наименование, шифр	Назначение	Производство	Цена, руб
1	2	3	4
<b>РЕЙС-50 USB</b> - цифровой измеритель длины кабеля с USB	Проверка отсутствия обрыва или короткого замыкания в линии, обнаружение наличия в линии места повреждения или неоднородности (муфты, подключения к линии и др.), определение характера повреждения (обрыв, короткое замыкание и др).	Россия	25665
<b>РЕЙС-45</b> - мини-рефлектометр	Проверка отсутствия обрыва или короткого замыкания в линии, обнаружение наличия в линии места повреждения или неоднородности (муфты, подключения к линии и др.), определение характера повреждения (обрыв, короткое замыкание и др).	Россия	23364
<b>РЕЙС-105M</b> - портативный цифровой рефлектометр		Россия	По запросу
<b>РЕЙС-105M1</b> - портативный цифровой рефлектометр		Россия	53336
<b>РЕЙС-100</b> - портативный цифровой рефлектометр	Упрощенный аналог рефлектометра РЕЙС-105M.	Россия	43011
<b>РЕЙС-205</b> - рефлектометр цифровой	Рефлектометр цифровой РЕЙС-205 с функцией моста разработан специально для определения всех видов повреждений кабельных линий связи и других типов кабельных линий	Россия	106141

1	2	3	4
<b>РЕЙС-305</b> - рефлектометр цифровой	Для обнаружения всех видов повреждений в силовых и других кабельных линиях, одним из трех методов: - методом импульсной рефлектометрии; - методом колебательного разряда; - импульсно-дуговым методом. Диапазоны измеряемых расстояний: 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 12800, 25600, 51200 м при инструментальной погрешности измерения расстояния не более 0,2 %	Россия	129446
<b>РЕЙС-405</b> - рефлектометр цифровой	Мощный и компактный компьютерный рефлектометр фирмы СТЭЛЛ для определения мест повреждений в силовых кабельных линиях. Высокоэффективен при использовании в составе электротехнической лаборатории.	Россия	311166
<b>РЕЙС-7500</b> - рефлектометр цифровой	РЕЙС-7500 - это полнофункциональный мощный оптический рефлектометр (OTDR) с двумя рабочими длинами волн (1310 / 1550 нм), с оптическим локатором повреждений (VFL) и цветным TFT экраном	Россия	По запросу
<b>СТЭЛЛ-20</b> - указатель точки подключения СТЭЛЛ-20	СТЭЛЛ-20 это дополнительное устройство к импульсному рефлектометру, позволяющее успешно измерять кабельные сети с ответвлениями, как с отключением, так и без отключения абонентов от сети и выявления несанкционированных отводов и подключений.	Россия	

### Контрольные вопросы

1. В суть мониторинга кабельных линий?
2. Как производится измерение сопротивления изоляции одножильных и многожильных кабелей с металлическим экраном?
3. Как производится измерение сопротивления изоляции одножильных и многожильных кабелей без металлического экрана (брони)?
4. В чем заключается взаимосвязь коэффициента абсорбции с сопротивлением изоляции?
5. Как представить изоляцию оборудования электрической схемой замещения?
6. Как измерить сопротивление кабельной линии мегаомметром?
7. С какой целью при измерении сопротивления кабельной линии мегаомметром используют экранирование?
8. В чем преимущества цифровых мегаомметров перед стрелочными?

9. В чем суть диэлектрических потерь в изоляции силового кабеля?
10. Как и с какой целью выполняется градирование изоляции силового кабеля?
11. Как определить электрическую емкость силового кабеля с круглыми и секторными токопроводящими жилами?
12. В чем суть понятия «тангенс угла диэлектрических потерь»?
13. Каково назначение цифрового рефлектометра марки «РЕЙС»?

### **13. Выбор и проверка силовых кабелей на соответствие их номинальных параметров расчетным в нормальном режиме и при коротких замыканиях**

Силовые кабели выбирают по расчетному току, номинальному напряжению, способу прокладки, условиям окружающей среды и проверяют на термическую устойчивость при коротком замыкании путем расчета минимальной площади сечения токоведущей жилы по формуле:

$$F_{т.у} = I_{\infty} \cdot \frac{\sqrt{t_{пр}}}{C}$$

где -  $F_{т.у}$  – минимальная площадь сечения токоведущей жилы кабеля;

-  $I_{\infty}$  – установившийся ток короткого замыкания;

-  $t_{пр}$  – приведенное время короткого замыкания, сек, в течение которого установившийся ток  $I_{\infty}$  выделяет такое же количество теплоты, что и изменяющийся ток короткого замыкания за действительное время;

-  $C$  – термический коэффициент, соответствующий разности значений теплоты, выделенной в проводнике после и до короткого замыкания, значения которого принимаются для кабелей с медными жилами  $C = 141$ , с алюминиевыми  $C = 85$ .

После расчета минимальной площади сечения токоведущей жилы по термической устойчивости уточняют сечение токоведущих жилы силовых кабелей с учетом установленной мощности электроприемников и прове-



ряют его по допустимым потерям напряжения, термической стойкости к воздействию токов КЗ и на **невозгорание** при протекании токов КЗ.

Проверка силовых кабелей на невозгорание при протекании тока КЗ осуществляется из предположения, что максимальный ток, протекающий в кабеле, равен действующему значению тока короткого замыкания в начале линии.

Проверка силовых кабелей на нагрев при протекании тока КЗ производится в соответствии с циркуляром Ц02-98 (Э) «**О проверке кабелей на невозгорание при протекании тока короткого замыкания**». Проверка производится для каждого выбранного сечения кабелей, при этом для проверки выбирается кабельная линия с наиболее «тяжелыми» условиями, т.е. с максимальным значением тока КЗ в начале линии.

Температура жилы силового кабеля при протекании тока КЗ определяется по формуле:

$$\vartheta_k = \vartheta_n \cdot e^k + a(e^k - 1),$$

где  $\vartheta_n$  – максимальная температура жилы до КЗ;

$a = 228 \text{ }^\circ\text{C}$  – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при  $0 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$$\vartheta_n = \vartheta_0 + (\vartheta_{дд} - \vartheta_{окр}) \cdot \left[ \frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right]^2,$$

где  $\vartheta_n$  – фактическая температура окружающей среды,  $^\circ\text{C}$  ;

$\vartheta_{дд}$  – длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля,  $^\circ\text{C}$  ;

$\vartheta_{окр}$  – температура окружающей среды:

– для кабелей в земле  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  ;

– для кабелей на воздухе  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  ;

$I_{раб}$  – рабочий ток, А;

$I_{дд}$  – длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А;

$$k = \frac{b \cdot (I_k) \cdot t}{S^2},$$

где  $b$  – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала токопроводящей жилы:

– для меди  $b = 19,58 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$ ;

– для алюминия  $b = 45,65 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$ ;

$(I_k) \cdot t$  – суммарный тепловой импульс;

$I_k$  – действующее значение тока КЗ, кА;

$t$  – длительность тока КЗ (время срабатывания резервной защиты вышестоящего АВ), с;

$S$  – сечение токоведущей жилы кабеля,  $\text{мм}^2$ .

Термическая стойкость проводника обеспечивается, если площадь сечения  $S$ ,  $\text{мм}^2$ , удовлетворяет неравенству:  $S \geq S_{\text{тер min}}$ , где  $S \geq S_{\text{тер min}}$  – минимальное сечение проводника по условию термической стойкости,  $\text{мм}^2$ , которое следует определять по формуле:

$$S_{\text{тер min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}},$$

где  $B_k = (I_k^{(3)})^2 \cdot t_{\text{откл}}$  – интеграл Джоуля,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$t_{\text{откл}}$  – время срабатывания защиты, зависящее от уровня напряжения (регламентированное время отключения тока КЗ), для сетей 220 кВ обычно принимается равным 0,1 с;

$C_{\text{тер}}$ ,  $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  – параметр, принимаемый по таблице 8 стандарта ГОСТ Р 52736-2007 "Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта электродинамического и термического действия токов короткого замыкания" и значения которого равны:

- для кабеля 220 кВ – 90;

- для кабеля 10 кВ – 65.

Отметим, что температура жилы силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена не должна превышать 350 градусов Цельсия.

Термическая стойкость электропроводящего экрана силового кабеля обеспечивается, если обеспечивается следующее условие:

$$I_{д.э} \geq I_{к}^{(2)},$$

где  $I_{д.э}$  – допустимый ток медного экрана, кА, значения которого:

- для кабеля 220 кВ (сечение экрана 120 мм<sup>2</sup>) – 24,36 кА;

- для кабеля 10 кВ (сечение экрана 25 мм<sup>2</sup>) – 19,2 кА.

–  $I_{к}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к}^{(3)}$  – ток двухфазного короткого замыкания, кА.

Основным назначением экрана является обеспечение равномерности электрического поля, воздействующего на главную изоляцию кабеля (изоляцию «жила-экран»), что достигается только в случае заземления экрана. Поэтому электропроводящая оболочка кабеля (экран), как правило, заземлена на его концах и в ряде промежуточных точек (муфтах или транспозиционных узлах). При этом для токов нагрузки образуется путь в земле, параллельный проводнику. В этом отношении металлическая оболочка кабеля аналогична заземленным тросам у воздушной линии. На распределение тока между оболочкой и землей существенное влияние оказывает не только собственное сопротивление оболочки (экрана), но и сопротивление ее заземлений, значения которых зависят от характера прокладки кабеля (траншея, блоки, туннель, эстакада и т.д.) и ряда других факторов.

В однофазном режиме ток нагрузки протекает по экрану и земляному каналу, обладающего сопротивлением  $R_3$  (рис. 78).

$$I_{ж} = I_э + I_3.$$

Активное сопротивление линии «экран – земля» складывается из активного сопротивления экрана  $r_э$  и дополнительного сопротивления  $r_3$ , учитывающего потери активной мощности в земле от протекающего в ней тока:

$$r = r_э + r_3; \quad r_3 = \pi^2 f \cdot 10^{-4} \text{ Ом/км}.$$

На частоте  $f = 50$  Гц удельное сопротивление земли  $r_3 = 0,05 \text{ Ом/км}$ , что свидетельствует о практическом постоянстве потерь активной мощности в земле при заданной частоте.

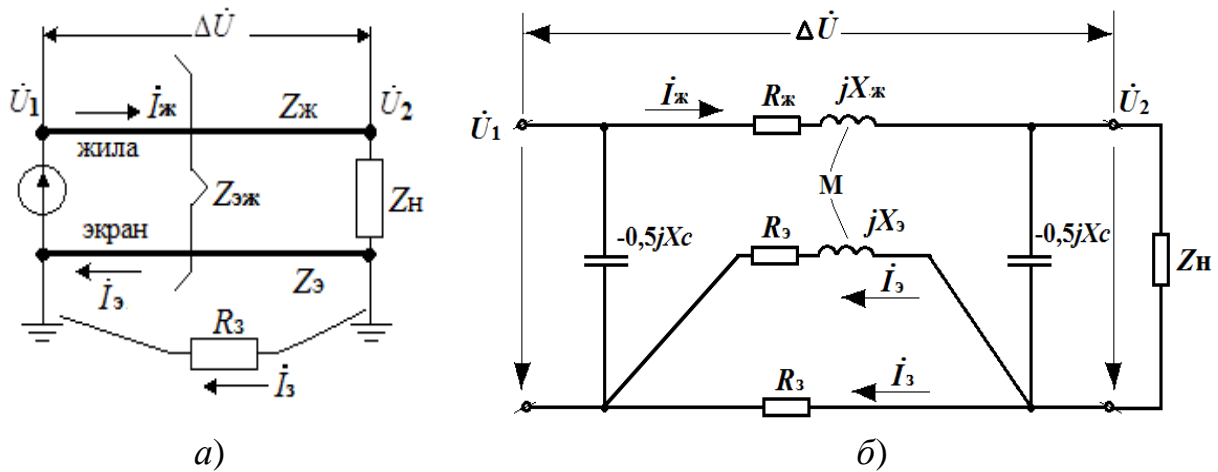


Рис. 78. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена: а) в однофазном включении; б) схема замещения

Сопротивление, обусловленное взаимоиндукцией между двумя параллельными линиями «провод-земля» с расстоянием  $d \ll D_3$  между осями их проводов:

$$Z_M = 0,05 + j0,145 \lg \frac{D_3}{d}, \quad \text{Ом/км.}$$

где  $D_3 = \left( \frac{2,085}{\sqrt{f \cdot \lambda \cdot 10^{-9}}} \right) \cdot 10^{-3}$ , м, – эквивалентная глубина возврата тока через землю.

На промышленной частоте 50 Гц и среднем значении удельной про-

водимости земли  $\lambda = 10^{-4} \text{ (Ом} \cdot \text{см)}^{-1}$ , получим  $D_3 = 935$  м.

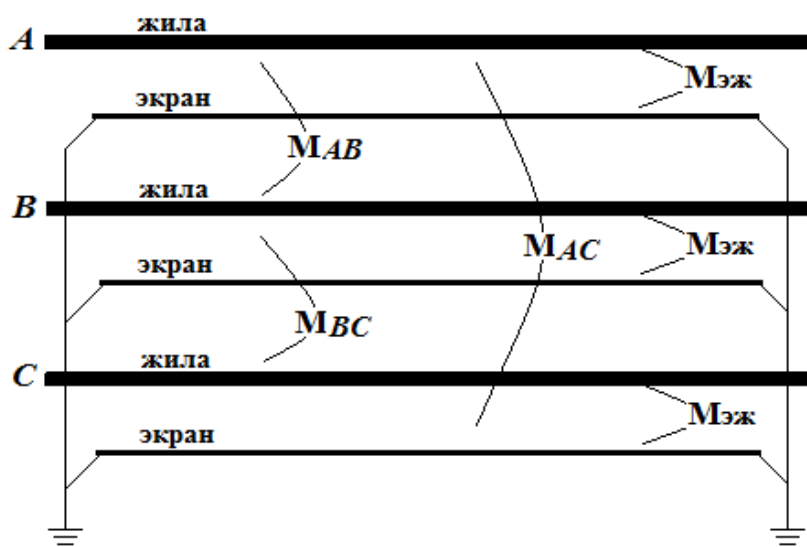


Рис. 79. Заземление экранов с двух сторон трех однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

При отсутствии данных о проводимости земли обычно принимают  $D_3 = 1000$  м.

Отметим, что взаимоиנדукция с другими фазами уменьшает сопротивление фазы для токов прямой (обратной) последовательности и увеличивает его для токов нулевой.

При расчете режима экранов однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в трехфазном включении необходимо учитывать взаимоиנדукцию с другими фазами (рис. 79) с учетом расстояния между центрами кабелей при выбранном способе прокладки.

### **Контрольные вопросы**

1. Какие факторы учитываются при выборе силового кабеля?
2. Как определяется температура жилы силового кабеля при протекании тока короткого замыкания?
3. При каких условиях обеспечивается термическая стойкость токопроводящей жилы силового кабеля?
4. При каких условиях обеспечивается термическая стойкость токопроводящего экрана силового кабеля?
5. С какой целью экран силового кабеля заземляется с обеих концов?
6. Как влияет взаимоиנדукция с другими фазами на режим работы экрана силового кабеля?

## **14. Увеличения пропускной способности электропередач и снижение потерь активной мощности**

Основу системы передачи электрической энергии от электрических станций, её производящих, до крупных районов электропотребления или распределительных узлов ЭЭС составляют развитые сети электропередач или отдельные электропередачи внутрисистемного и межсистемного значения (системообразующие сети) и питающие сети напряжением 220 кВ и выше.

Номинальное напряжение линий электропередачи зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния (дальности), на которое передается электроэнергия. Выбор номинальных напряжений выполняют на этапе проектирования системы передачи электроэнергии по экономиче-

ски целесообразным параметрам линий электропередачи переменного тока (табл. 31). Отметим, что чем больше передаваемая мощность и протяженность линии, тем выше по техническим и экономическим причинам должно быть номинальное напряжение электропередачи.

До настоящего времени проблема увеличения пропускной способности линий электропередачи с неизолированными сталеалюминиевыми проводами в основном решалась следующими способами:

- замена проводов на большие поперечные сечения;
- расщепление фазы;
- строительство дополнительных воздушных линий;
- повышение номинального напряжения.

Таблица 31

Экономически целесообразные параметры линий электропередачи переменного тока

Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0,38	0,05 – 0,10	0,5 – 1,0
10	2,0 – 3,0	10 – 15
35	5 – 10	30 – 50
110	25 – 50	50 – 150
150	40 – 70	100 – 200
220	100 – 200	150 – 250
330	200 – 300	300 – 400
500	700 – 900	800 – 1200
750	1800 – 2200	1000 – 1500
1150	4000 – 6000	2000– 3000

Поскольку неизолированный сталеалюминиевый провод большего сечения обладает и большей массой, и диаметром, что при заданных стрелах провеса, ветровых и гололедных воздействиях создает повышенные механические нагрузки на элементы опор, на которые старые опоры часто не рассчитаны, то возникает необходимость в установке дополнительных промежуточных опор в пролетах линии или установке новых (замене) опор. Строительство дополнительных воздушных линий требует значительных капиталовложений, временных затрат и получения разрешений на строительство.

В условиях пиковых нагрузок стандартный стальной сердечник сталеалюминиевого провода перегревается и расширяется, провод растягивается под действием собственной массы и провисает ниже допустимой величины, что часто приводит к его обрыву или замыканию на землю. Аналогичная ситуация возникает при больших механических нагрузках, например, сильных снегопадах — провод обрывается под массой налипающего на него снега, или сильных ветрах, чрезвычайно низких или высоких температурах окружающей среды.

Для устранения вышеприведенных недостатков существующие сталеалюминиевые провода (*ACSR*) заменяют на высокотемпературные провода. Эти провода относятся к категории, известной как высокотемпературные провода с малыми стрелами провеса (*HTLS conductors*) приблизительно такого же диаметра, как и исходный провод, используя существующие опоры воздушной линии. Высокотемпературными именуется провода, предназначенные для длительной эксплуатации при повышенных температурах (свыше  $100^{\circ}\text{C}$ ). Для стандартных сталеалюминиевых (*ACSR*) проводов длительно допустимые токи соответствуют нагреву до  $90^{\circ}\text{C}$ , тогда как для высокотемпературных проводов длительно допустимая рабочая температура составляет  $120 - 250^{\circ}\text{C}$  (в зависимости от типа применяемого провода). Замена провода существующей линии одним из таких высокотемпературных проводов позволяет увеличить допустимую токовую нагрузку в 1,6 – 3 раза в зависимости от того, способен ли используемый при замене высокотемпературный провод достичь максимальной рабочей температуры в пределах нормируемого габарита.

Одним из путей решения проблемы повышения пропускной способности ВЛ является применение так называемых компактных проводов типа *AERO-Z*, сечение проволок верхних токопроводящих слоев которых напоминает букву «Z». В табл. 32 приведены сравнительные характеристики сталеалюминиевого провода АС 240/56, *AERO-Z 346-2Z* и *AERO-Z 366-2Z*.

Провод *AERO-Z* из-за формы проволоки имеет повышенную крутильную жесткость, а поэтому лучше противостоит гололедным образованиям. Гладкая поверхность провода приводит к тому, что при ветровых колебаниях аэродинамическое демпфирование провода *AERO-Z* существенно меньше, чем у классических проводов. Однако стоимость за километр провода *AERO-Z* примерно в шесть раз выше по сравнению с проводом АС. В проводе *AERO-Z* не допускается длительного повышения температур свыше  $80^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 32

Сравнительные характеристики провода АС и компактных проводов типа *AERO-Z*

Марка	Диаметр, мм	Сечение, мм <sup>2</sup>	Сопротивление, Ом/км	Разрывное усилие, кг	Масса, кг/км	Аэро- сопр.
АС 240/56	22,4	241/56,3 (100%)	0,12182	9778	1106	0,95
<i>AERO-Z</i> 346- 2Z	22,4	345,65 (143%)	0,0974	11132	958	0,8
<i>AERO-Z</i> 366- 2Z	23,1	366,13 (151%)	0,0919	11617	1014	0,8

В мировой практике высокотемпературные провода для воздушных линий могут изготавливаться с токопроводящими проволоками трапециевидной формы (рис. 80,*а*), с зазором между стальным сердечником и токопроводящими проволоками трапециевидной формы (провода *GTACSR* компании «*J-Power*», Япония) (рис. 80,*б*), или с токоведущими проволоками Z-формы (рис. 80,*в*), чтобы не допускать пустот в поперечном сечении провода.

Особенность провода *GTACSR* с зазором между стальным сердечником и токопроводящими проволоками в том, что при повышенной температуре ( $t_{max} = 150^{\circ}\text{C}$ ) все тяжение приходится на стальной сердечник, и, соответственно, коэффициент расширения и модуль упругости, провода как целого, совпадают с характеристиками стали. Поэтому провод значительно меньше подвержен удлинению за счет возрастания температуры. При рабочих температурах стрела провеса провода ощутимо меньше, чем для проводов АС.

Опыт применения проводов повышенной пропускной способности в промышленно развитых странах показал, что пропускная способность ВЛ за счет применения компактных или высокотемпературных проводов может быть увеличена на величину от нескольких десятков до нескольких сот процентов по отношению к проводам АС (*ACSR*). Однако в каждом случае применение проводов повышенной пропускной способности должно быть оправдано экономически и эффективностью решаемых задач оптимизации конструкции линий.

Стоимость переоборудования ВЛ для некоторых проводов нового поколения незначительно превышает стоимость переоборудования на провода АС, но эффективность повышения пропускной способности перекрывает дополнительные затраты, позволяет достигнуть требуемых токов значительно быстрее и дешевле, понижает нагрузки на опоры, снижает тяже-



ние, ветровую и гололедную нагрузки и, в конечном итоге, повышает надежность самой ВЛ и системы линий в целом.

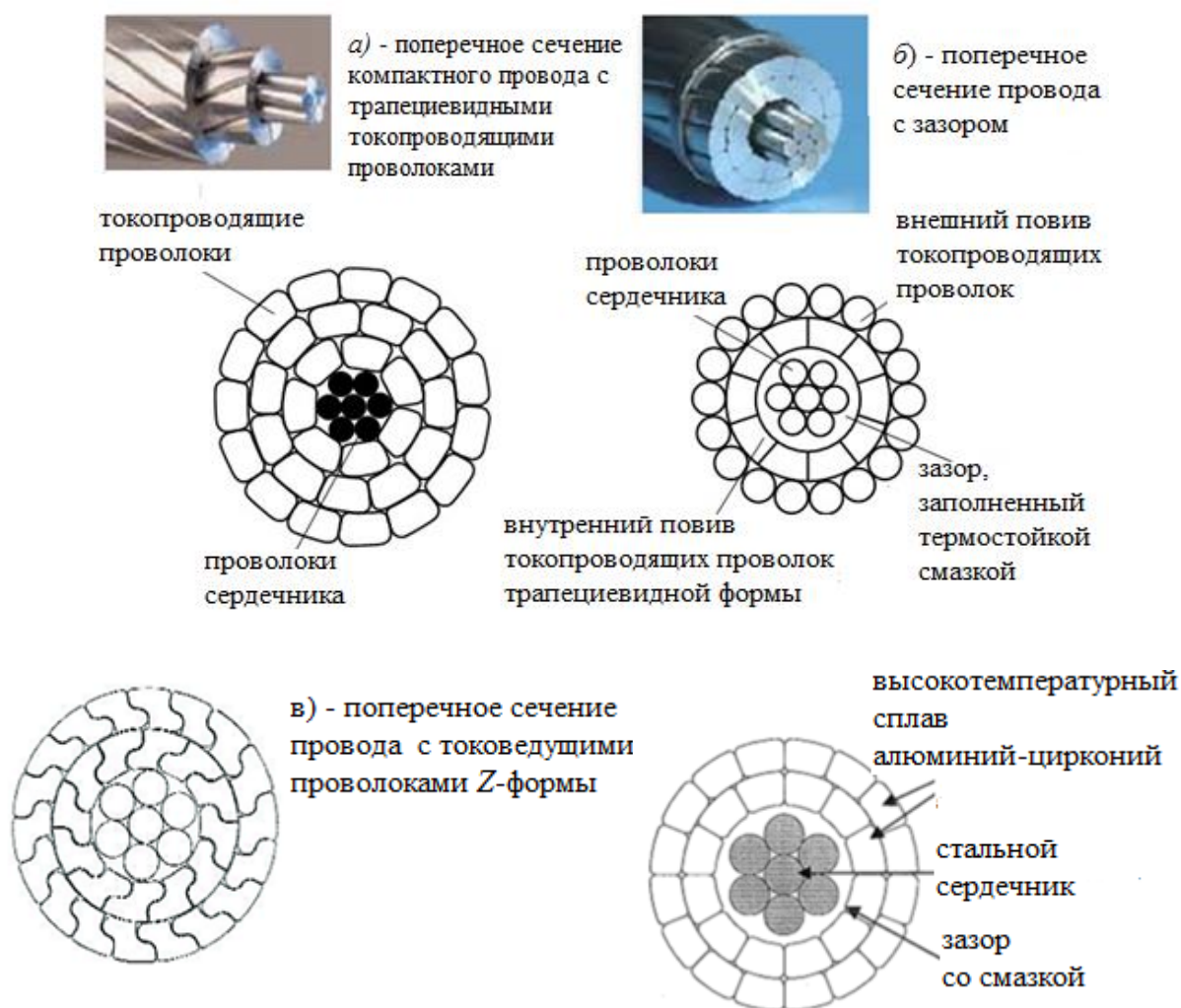


Рис. 80. Высокотемпературные провода ВЛ: а – компактный провод; б – провод GTACSR с зазором с внешним повивом из круглых или трапециевидных проволок; в – провод с проволоками Z-формы

Таким образом, при наличии многих изменений в способе планирования и эксплуатации систем передачи энергии, а также внедрения инновационных технологий, необходимо увеличивать плотность тока существующих линий электропередачи.

Некоторые разновидности высокотемпературных неизолированных проводов зарубежных фирм для ВЛ с краткими характеристиками приведены на рис. 81.


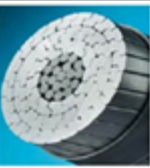
	<b>Провод АССС.</b> Материал наружных повивов - термообработанный алюминиевый сплав. Материал сердечника - высокопрочные углеродные волокна скручены в эпоксидной матрице + барьер от термоокисления. Длительно допустимая температура 200 °С
	<b>Провод АССС.</b> Материал наружных повивов - термообработанный алюминиевый сплав. материал сердечника - высокопрочная сталь. Длительно допустимая температура 250 °С
	<b>Провод (H) STACIR.</b> Материал наружных повивов - супертерморезистивный алюминиевый сплав (ZTAL ). Материал сердечника - алюминий, покрытый сплавом Инвар. Длительно допустимая температура 210 °С
	<b>Провод TACSR.</b> Материал наружных повивов - терморезистивный алюминиевый сплав. Материал сердечника - высокопрочная оцинкованная сталь. Длительно допустимая температура 150 °С

Рис. 81. Высокотемпературные провода ВЛ

Отметим, что в связи с отличием конструкции и работы проводов от классических, потребуется изменение расчетных программ для проектирования линий, а также изменение подхода к оптимизации ВЛ. Повышение пропускной способности ВЛ требует дополнительных затрат. Однако, временные и финансовые затраты на переоборудование ВЛ с применением проводов повышенной пропускной способности значительно ниже, чем затраты на постройку новой ВЛ.

На современном этапе развития ЭЭС ориентировочная передаваемая мощность и длина линии электропередачи в зависимости от класса напряжения характеризуются данными, приведенными в таблице 33, где КПД – коэффициент полезного действия линии.

*Под пропускной способностью линии электропередачи понимается наибольшая **активная** мощность трех фаз электропередачи, которую можно передать в длительном установившемся режиме с учетом режимнотехнических ограничений.*

Наибольшая передаваемая активная мощность (предел) электропередачи ограничивается условиями статической устойчивости генераторов электрических станций, передающей и приемной частей ЭЭС, связанных данной передачей с номинальным напряжением  $U_{ном}$ , В, формулой:

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU}{X_{\Sigma}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{X_{\Sigma}}$$

и допустимой мощностью по нагреванию проводов линии заданного сечения с допустимой силой тока  $I_{\text{доп}}$

$$P_{\text{доп}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{доп}} \cdot \cos \varphi,$$

где  $E$  и  $U$  – ЭДС генераторов передающей станции и напряжение приемной системы;

$X_{\Sigma}$  и  $\cos \varphi$  – результирующее (суммарное) индуктивное сопротивление и коэффициент мощности электропередачи.

Таблица 33

Ориентировочная передаваемая мощность и длина линии электропередачи

Напряжение линии, кВ	Количество проводов в фазах и наиболее применяемые площади сечения, кв. мм	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		натуральная	При плотности тока <b>1,1</b> А/мм <sup>2</sup>	Предельная при КПД, равном <b>0,9</b>	Средняя между соседними подстанциями
220	(1*240) – (1*400)	135	90 – 150	400	100
330	(2*240) – (2*400)	360	270 – 450	700	130
500	(3*330) – (3*500)	900	770 – 1300	1200	280
750	(5*300) – (5*400)	2100	1500 – 2000	2200	300
1150	(8*300) – (8*500)	5200	4000 – 6000	3000	–

Из практики эксплуатации ЭЭС следует, что пропускная способность электропередач напряжением 500 – 750 кВ обычно определяется фактором статической устойчивости, для электропередач напряжением 220 – 330 кВ ограничения могут наступать как по условию устойчивости, так и по допустимому нагреванию.

Предельную передаваемую мощность можно сопоставить с её натуральной мощностью (табл. 34). Приняв напряжения неизменными и равными номинальному напряжению по концам линии, получим:

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{(Z_{\text{в}} \sin(\alpha L))} = \frac{P_{\text{нат}}}{\sin(\alpha L)},$$

где  $P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность линии без потерь;  
 $\alpha$  – коэффициент изменения фазы волны напряжения (силы тока);  
 $L$  – протяженность линии.

Таблица 34

Характеристика пропускной способности линий электропередач

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Длина линии, км	Количество про- водов в фазах, умноженно на их наиболее применяемое сечение, мм <sup>2</sup>	Натуральная мощность, $P_{\text{нат}}$ , МВт	Пропускная способность			
				по устойчивости		по нагреву	
				МВт	доли $P_{\text{нат}}$	МВт	доли $P_{\text{нат}}$
220	150 – 250	1 x 300	120	350	2,9	280	2,3
330	200 – 300	2 x 300	350	800	2,3	760	2,2
500	300 – 400	3 x 300	900	1350	1,5	1740	1,9
750	400 – 500	5 x 300	2100	2500	1,2	4600	2,1
1150	400 – 500	8 x 300	5300	4500	0,85	11000	2,1

Для обеспечения и повышения пропускной способности системообразующих электропередач по условию устойчивости параллельной работы генераторов станций и снижение потерь электроэнергии при ее передаче до потребителя применяются определенные мероприятия и устройства:

- на дальних ЛЭП используют наиболее высокие из освоенных номинальных напряжений 500, 750 кВ. В ближайшем будущем будет широко применяться напряжение 1150 кВ. С увеличением напряжения увеличивается предельная мощность электропередачи и снижаются потери мощности и энергии в активном сопротивлении линии, но при этом возрастает стоимость ВЛ и оборудования подстанций, потери энергии на корону и емкостный ток линии;

- снижение суммарного реактивного сопротивления электропередачи, включающее сопротивление генераторов, также повышает предел мощности по статической устойчивости, уменьшаются потери напряжения, но возрастает сила тока короткого замыкания, для отключения которой необходимы более мощные и дорогие выключатели;

- снижение суммарного реактивного сопротивления за счет применения на удаленной станции генераторов с пониженным синхронным сопротивлением и трансформаторов на повышающей подстанции, имеющие

сниженное напряжение короткого замыкания и сопротивление. На понижающей подстанции в конце электропередачи устанавливают автотрансформаторы, сопротивление которых меньше, чем у трансформаторов;

- расщепление фазы на несколько проводов и совершенствование конструкций опор линий снижают индуктивность и индуктивное сопротивление линий на 25 – 35 %, повышают её натуральную мощность и критическое напряжение короны, но при этом усложняется конструкция линий, увеличивается её стоимость и возрастает емкость линии, увеличивается емкостной ток и соответствующая ему мощность;

- снижение индуктивного сопротивления за счет последовательного включения в линию конденсаторных установок продольной компенсации (УПК). Однако при этом повышается стоимость ЛЭП и увеличиваются токи короткого замыкания.

- для уменьшения емкостных токов проводимость линии компенсируют включением на шины высшего напряжения удаленной электростанции и в переключательных пунктах линии установок (реакторов) поперечной компенсации (РПК);

- для уменьшения реактивной мощности длинной линии при максимальной нагрузке реактивную мощность регулируют на приемной подстанции и в некоторых случаях на промежуточных подстанциях или ПП путем установки источников реактивной мощности – синхронных, статических тиристорных компенсаторов;

- замена сталеалюминиевых проводов (*ACSR*) на высокотемпературные и компактные провода с сохранением внешнего диаметра провода, но с увеличенным сечением алюминиевой части за счет сокращения площади пустот применением формы проволоки отличной от круглой.

Основным направлением технической политики электросетевого комплекса (ЭСК) в части энергосбережения и повышения энергетической эффективности является реализация мероприятий в том числе направленных на снижение потерь электроэнергии при ее передаче по магистральным и распределительным сетям ЭСК. Обычно значение технических потерь электроэнергии находится в диапазоне 5 – 7%, но вследствие старения оборудования, плохого обслуживания, использование устаревших систем учета электроэнергии, ошибок проектирования эти цифры составляют 10 – 12%. Значения удельных потерь мощности от токов утечки по изоляции и изоляторам воздушных линий, а также на корону на линиях с типовыми

конструкциями фаз (на одну цепь) в зависимости от погодных условий, уровня напряжения и региона приведены в таблицах 35 – 38.

Таблица 35

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляции воздушных линий

Вид погоды	Потери мощности от токов утечки, кВт/км, для ВЛ напряжением, кВ							
	6	10	35	110	220	330	500	750
Хорошая (с влажностью менее 90 %), сухой снег, изморозь, гололед	0,011	0,017	0,035	0,055	0,069	0,103	0,156	0,235
Дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более	0,094	0,153	0,324	0,510	0,637	0,953	1,440	2,160
Туман	0,154	0,255	0,543	0,850	1,061	1,587	2,400	3,600

Таблица 36

Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам

Регион	Удельные потери электроэнергии, тыс. кВт*ч/км в год, при напряжении, кВ							
	6	10	35	110	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1</b> (области – Белгородская, Брянская, Московская, Смоленская)	0,31	0,51	1,07	1,68	2,10	3,14	4,75	7,13
<b>2</b> (области – Ленинградская, Новгородская, Псковская)	0,28	0,45	0,95	1,49	1,86	2,78	4,20	6,31
<b>3</b> (края – Алтайский, Красноярский, Приморский; области – Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская)	0,16	0,26	0,55	0,86	1,08	1,61	2,43	3,66

Таблица 37

Удельные потери мощности на корону на линиях с типовыми конструкциями фаз (на одну цепь)

Номинальное напряжение линии, кВ (материал опоры)	Количество цепей	Количество проводов в фазе, умноженное на сечение провода, кв. мм	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде			
			Хорошая	Сухой снег	Влажная	Изморозь
750	1	4x600	4,6	17,5	65,0	130,0
750	1	5x240	3,9	15,5	55,0	115,0

Окончание табл. 37

500	1	3x400	2,4	9,1	30,2	79,2
330	1	2x400	0,8	3,3	11,0	33,5
220 (ст)	1	1x300	0,3	1,5	5,4	16,5
220 (жб)	1	1x300	0,4	2,0	8,1	24,5
220 (ст)	2	1x300	0,6	2,8	10,0	30,7
220 (жб)	2	1x300	0,8	3,7	13,3	40,9
110 (ст)	1	1x120	0,013	0,04	0,17	0,69
110 (жб)	1	1x120	0,018	0,06	0,3	1,10
110 (ст)	2	1x120	0,015	0,05	0,25	0,99
110 (жб)	2	1x120	0,02	0,07	0,35	1,21

Таблица 38

Удельные потери электроэнергии на корону (на одну цепь)

Номинальное напряжение линии, кВ (материал опор)	Количество цепей	Количество проводов в фазе, умноженное на сечение провода, кв. мм	Удельные потери электроэнергии на корону, МВт*ч/км в год, в регионе		
			1	2	3
750	1	4x600	167,2	189,8	177,3
750	1	5x240	144,6	163,8	153,6
500	1	3x400	93,2	106,0	103,4
330	1	2x400	35,2	39,9	39,8
220 (ст)	1	1x300	13,3	14,8	15,3
220 (жб)	1	1x300	19,3	21,5	22,2
220 (ст)	2	1x300	24,7	27,5	28,5
220 (жб)	2	1x300	32,9	36,6	37,9
110 (ст)	1	1x120	0,72	0,80	0,85
110 (жб)	1	1x120	1,15	1,28	1,36
110 (ст)	2	1x120	0,96	1,07	1,13
110 (жб)	2	1x120	1,25	1,39	1,47

### Контрольные вопросы

1. Что характеризует пропускную способность электропередачи?
2. В чем отличие высокотемпературных проводов от сталеалюминиевых?

3. Почему пропускная способность высокотемпературных проводов выше чем сталеалюминиевых?
4. В чем особенность конструкции компактного неизолированного провода для ВЛ?
5. Какой параметр ВЛ характеризует наибольшая активная мощность трех фаз электропередачи?
6. В чем разница между пропускной способностью и предельно передаваемой мощностью ВЛ?
7. Как обеспечить и повысить пропускную способность системообразующих электропередач?
8. В чем суть технической политики электросетевого комплекса в части энергосбережения и энергоэффективности?

## **15. Компенсация реактивной мощности электрической системы**

В процессе управления режимом электроэнергетической системы (ЭЭС) осуществляется управление распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы. Баланс реактивной мощности в электроэнергетической системе поддерживается источниками реактивной мощности (ИРМ).

В электрических системах источники реактивной мощности применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

- снижения *потерь активной мощности* и электроэнергии;
- *регулирования напряжения* в узлах нагрузки;
- увеличения пропускной способности *электропередач*;
- увеличения запасов *статической устойчивости* электропередач и генераторов электростанций;
- улучшения *динамической устойчивости* электропередач;
- ограничения *перенапряжений*;
- симметрирования режима.

В *системах электроснабжения* (СЭС) промышленных предприятий ИРМ применяют с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной резкопеременной нагрузкой, и симметрирования нагрузки. Кроме того, в СЭС с нелинейной (несинусоидальной) нагрузкой, генери-



рующей *токи высших гармоник*, ИРМ могут выполнять и роль фильтро-компенсирующих устройств.

Регулируемая *компенсация реактивной мощности* обеспечивается с помощью шунтовых устройств, подключаемых к шинам подстанции или нагрузки параллельно. Эти устройства можно разделить на две принципиально отличные друг от друга группы. К первой группе ИРМ относятся вращающиеся синхронные машины: *синхронные генераторы* электростанций, *синхронные компенсаторы*, синхронные двигатели. Эти устройства позволяют плавно регулировать реактивную мощность как в режиме генерирования, так и потребления. Ко второй группе относятся статические ИРМ или статические компенсаторы реактивной мощности. К ним относятся *конденсаторные батареи* и реакторы.

Конденсаторные батареи способны регулировать генерируемую ими мощность только ступенчато. Для их коммутации (включения, выключения) применяют в сетях до 1 кВ — обычные контакторы, в сетях 6 — 10 кВ и выше — *выключатели* либо *тиристорные ключи* (два тиристора или тиристорных блока, включенных встречно-параллельно).



Рис. 82. Конденсаторная батарея установленная на подстанции

*Конденсаторные батареи (КБ)* являются простым и надежным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных

конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения (рис. 82).

Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь и характеризующих удельные потери (Вт/квар) в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/квар.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность, измеряемая в киловольт-амперах реактивных (квар), составляет от 10 до 100 квар.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоев алюминиевой фольги, проложенных конденсаторной бумагой или синтетической пленкой толщиной 10 — 15 мкм (0,01 — 0,015 мм). Соединенные между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трехфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные — один.

Шкала *номинальных напряжений* конденсаторов от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30% от номинального) и по напряжению (до 10% от номинального). Группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют *конденсаторной батареей*. Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует *конденсаторную установку* (КУ).

Мощность, генерируемая КБ, при ее заданной емкости  $C$ , пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте  $Q_{КБ} = U^2 f C$ . Поэтому нерегулируемые КБ обладают *отрицательным регулирующим эффектом*, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что мощность КБ снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать. Преодоление этого недостатка находят в формирова-

нии КБ из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и/или мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом емкость батареи в целом. Это и позволяет увеличивать суммарную мощность КБ при снижении напряжения.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий должны применяться ИРМ, способные генерировать реактивную мощность, таких как синхронные машины и конденсаторные батареи. Однако первые, обладая способностью плавно регулировать реактивную мощность, что является их достоинством, обладают большой инерционностью, обусловленной постоянной времени *системы возбуждения*, что является их недостатком. Конденсаторные батареи, особенно коммутируемые тиристорами, обладают высоким быстродействием (10—20 мс) при ступенчатом регулировании реактивной мощности, что неприемлемо для обеспечения статической устойчивости электропередач. Решение проблемы находят в применении комбинированных ИРМ, которые способны при высоком быстродействии плавно регулировать реактивную мощность. Такие ИРМ обычно состоят из регулируемой ступенчато конденсаторной батареи и плавно регулируемого реактора, включенных параллельно.

В отличие от конденсаторной батареи, т.е. устройства *прямой компенсации*, комбинированные ИРМ называют устройствами *косвенной компенсации*, имея в виду, что реактор в таком ИРМ выполняет вспомогательную роль, обеспечивая плавность регулирования, тогда, когда ИРМ в целом генерирует реактивную мощность. Но ИРМ косвенной компенсации в зависимости от соотношения установленных мощностей конденсаторов и реакторов может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность при плавном переходе от одного режима к другому. Однако, при относительно большой мощности регулируемых тиристорами реакторов комбинированные ИРМ становятся источниками высших гармоник тока, для устранения которых необходима установка фильтров высших гармоник тока. Обычно роль фильтрокомпенсирующих устройств выполняют секционированные конденсаторные батареи. Для этого последовательно с конденсаторами включают небольшие реакторы, обеспечивая условия, при которых сопротивление цепи конденсатор — реактор близко к нулю на частоте настройки на компенсируемую гармонику.

Синхронные генераторы как основные источники реактивной мощности являются также одним из основных средств регулирования напряжения. Возможность генератора как регулирующего устройства определя-

ется его исполнением (гидро- или турбогенератор), тепловым режимом, системой возбуждения и *автоматическим регулятором возбуждения* (АРВ). Регулируемым параметром генератора является напряжение на его зажимах, которое для большинства генераторов может изменяться в пределах  $0,95U_{ном} < U_{г} < 1,05U_{ном}$ . Заданное напряжение может поддерживаться только в том случае, если выработка генератором реактивной мощности находится в допустимых пределах:  $Q_{min} < Q_{г} < Q_{max}$ .

Для *турбогенераторов* вследствие их конструктивной особенности регулировочный диапазон по реактивной мощности можно принимать в зависимости от его коэффициента мощности. Для гидрогенераторов полная мощность, как правило, не зависит от коэффициента мощности. Гидрогенераторы в большинстве случаев проектируются для работы в режиме *синхронного компенсатора*, т.е. для них  $Q_{г} = S_{г.ном}$ .

Ступенчатое регулирование требует введения в регулятор напряжения КУ *зоны нечувствительности* по напряжению. В пределах этой зоны при снижении напряжения подключение очередной секции недопустимо. Невыполнение этого условия привело бы к неустойчивой работе КУ. Ширина зоны нечувствительности должна быть больше, чем приращение напряжения, вызванное подключением очередной секции КУ. В противном случае напряжение на КУ достигнет напряжения уставки срабатывания на отключение этой секции сразу после ее включения. Вероятность такого эффекта тем больше, чем больше мощность подключаемой секции и чем меньше *зона нечувствительности* регулятора КУ.

Конденсаторная установка состоит, как правило, из нескольких секций, имеющих общую систему управления. Низковольтные КУ напряжением 380 В собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно. Для защиты таких КУ от коротких замыканий и перегрузки применяют предохранители. Высоковольтные конденсаторные установки собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно.

Включение КУ сопровождается бросками тока, а отключение — перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому КУ, оборудованную выключателями (контакторами), не рекомендуется включать - выключать более 2 — 4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных *резисторов R* или трансформаторов напряжения *TV*. Обычно эти устрой-

ства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора. В этой связи такие КУ пригодны только для регулирования реактивной мощности с целью обеспечения ее баланса в той или иной точке сети или в узле нагрузки. В этом режиме КУ применяют для снижения *потерь напряжения* в передающей сети, а также потерь мощности и электроэнергии. Эффект и в том, и в другом случае проявляется за счет компенсации реактивной мощности, протекающей по линии, питающей нагрузку.

Конденсаторы в силу их параметрических свойств очень чувствительны к искажениям синусоидальной формы кривой напряжения, т.е. к высшим *гармоникам тока*. Действительно, сопротивление конденсатора  $X_c = 1/(nfC)$  тем меньше, чем выше частота  $nf$  гармоники в несинусоидальной кривой приложенного напряжения. В результате за счет высших гармоник, проникающих в конденсатор, резко возрастают и потери активной мощности в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву.

Как уже отмечалось, параметрическое свойство конденсаторов широко используют при создании фильтрокомпенсирующих установок (ФКУ).

Применение КУ в задачах, где требуется *быстродействующее регулирование* реактивной мощности, частое переключение секций КБ практически невозможно из-за систематических бросков тока и перенапряжений, возникающих при коммутациях КБ обычными выключателями. Броски тока при включении КБ и перенапряжения при их отключении удалось достигнуть за счет применения вместо обычных выключателей *тиристорных ключей*, обеспечивающих коммутацию КБ в определенный момент времени. Тиристорный ключ состоит из двух тиристорov, включенных встречно-параллельно, их применяют для регулирования конденсаторных батарей и реакторов. В силу специфики коммутационных свойств конденсаторов и реакторов (броски тока и скачки напряжения) управление их мощностью с помощью тиристорov принципиально различно. Так, для ограничения бросков тока тиристор следует открывать в тот момент времени, когда мгновенное значение напряжения сети и на КБ равны (идеальный случай) или близки. А для ограничения перенапряжений при отключении КБ тиристор следует закрывать при переходе тока в нем через нулевое значение. Следуя этому принципу, можно практически исключить броски тока и пе-

ренапряжения, сняв таким образом ограничение на частоту переключения КБ.

Обычно реактор подключается с помощью *выключателя* или *отделителя* непосредственно на шины электропередачи или к третичной обмотке трансформатора. Высоковольтный реактор, как и трансформатор, может быть одно- или трехфазным. Сердечник реактора выполняется либо с зазором, либо броневое типа. Статическая характеристика реактора линейна, т.е. реактор обладает постоянным реактивным сопротивлением. Низковольтные реакторы обычно не имеют стального сердечника. Выключатели, предназначенные для коммутации реакторов, могут быть оборудованы внешними резисторами, а сами реакторы — *разрядниками* для ограничения перенапряжений, вызванных отключением электропередачи.

Статическая характеристика реактора со стальным сердечником линейна в рабочем диапазоне, а за его пределами она может быть и нелинейной. *Быстродействие* реактора, т.е. время выхода на установившийся режим после его включения, составляет около 100 мс. Такой реактор, функционируя в рабочем диапазоне, не является источником высших гармоник тока, однако высшие гармоники могут возникать в токе реактора в том случае, если повышение напряжения на нем выведет его характеристику на нелинейную часть или в так называемый *режим насыщения*.

Потери в реакторе достаточно невелики и обычно составляют 0,2—0,4 % его номинальной мощности. Такие реакторы нечувствительны к перенапряжениям и сверхтокам, т.е. не выходят из строя в этих случаях. Реакторы обладают положительным регулирующим эффектом, т.е. увеличивают потребление реактивной мощности при увеличении напряжения, чем и способствуют его ограничению. Поэтому реакторы применяют для регулирования напряжения в протяженных *электропередачах* напряжением 220 кВ и выше, а также для компенсации зарядной мощности в тех же электропередачах. Установленная мощность реактора может составлять от 10 Мвар в распределительных сетях до 150 Мвар в сетях 750 кВ. Реакторы устанавливаются на конечных и промежуточных подстанциях. Их включение и отключение обычно осуществляется эксплуатационным персоналом по распоряжению диспетчера системы.

Насыщающимся называют реактор, рабочий диапазон регулирования которого находится именно в насыщенной части его статической характеристики. Благодаря этому такой реактор можно рассматривать как *параметрическое* устройство для регулирования реактивной мощности. Сопро-

тивление реактора в нелинейной части характеристики изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения. С увеличением напряжения ток в реакторе интенсивно возрастает, увеличивая потребляемую реактивную мощность и, тем самым, способствуя стабилизации напряжения в точке его подключения.

В связи с тем, что рабочий диапазон реактора находится в нелинейной части характеристики, его следует рассматривать как источник высших гармоник тока. Для их компенсации применяют сложные 6- и 9-стержневые сердечники и специальные схемы соединения обмоток. Применение таких реакторов ввиду сложности их конструкции весьма ограничено.

Для плавного регулирования реакторы, в отличие от конденсаторов, можно включать через *тиристорные ключи*, изменяющийся угол управления которыми и обеспечивает изменение тока в реакторе.

Основной недостаток реактора, управляемого тиристорами, связан с тем, что при углах управления больших  $90^\circ$  он становится источником высших гармоник тока.

Комбинированные ИРМ применяют тогда, когда необходимо обеспечить плавное регулирование реактивной мощности в режиме как ее потребления, так и генерирования. Такие ИРМ состоят из управляемых тиристорами реакторов или насыщающихся реакторов и коммутируемых выключателями или тиристорами конденсаторных батарей. Рабочий диапазон регулирования реактивной мощности, установленная мощность нерегулируемой или ступенчато регулируемой конденсаторной батареи, мощность регулируемых тиристорами реакторов выбираются в зависимости от назначения статического компенсатора тиристорного (СТК). Возможны, например, следующие соотношения этих мощностей для СТК, состоящего из нерегулируемой секции КБ и регулируемого тиристорами реактора:

- установленные мощности реактора и КБ равны  $Q_p = Q_{КБ}$ ,
- установленная мощность реактора больше мощности КБ в  $n$  раз.

## Контрольные вопросы

1. С какой целью в электроэнергетической системе используются источники реактивной мощности?

2. Каким образом осуществляется регулирование реактивной мощности источников реактивной мощности?
3. Какие электротехнические устройства можно использовать в качестве источников реактивной мощности?
4. Как устроены конденсаторные батареи как определяется мощность, генерируемая ими?
5. В каких случаях используют комбинированные источники реактивной мощности?
6. В чем отличие устройств прямой компенсации реактивной мощности от устройств косвенной компенсации?
7. Почему конденсаторы чувствительны к искажениям синусоидальной формы напряжения?
8. Как обеспечивается быстрдействие устройств компенсации реактивной мощности?
9. Как осуществляется стабилизация напряжения реактором в точке его подключения?
10. Что такое «статический тиристорный компенсатор реактивной мощности»?

## **16. Условия перспективного развития КЛ**

Основными направлениями технической политики ПАО «Россети» при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных линий (КЛ) электропередачи являются:

- внедрение комплексной механизации работ при прокладке КЛ с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования;

- сокращение производства земляных работ, в том числе за счёт применения бестраншейных способов прокладки КЛ - горизонтально-направленного бурения (ГНБ) или коллекторов в целях защиты природоохранных зон и благоустроенных участков городов;

- применение способа прокладки КЛ по территории ПС в заглубленных кабельных каналах (лотках), на эстакадах или в коллекторах, а также, при обосновании, в грунте;



- выбор трассы для КЛ рекомендуется осуществлять за пределами охранных зон автомобильных дорог, ж/д путей, инженерных коммуникаций и зон зелёных насаждений;

- с целью единообразия (унификации), удобства эксплуатации и формирования аварийного запаса выбор параметров и марок (типов) кабелей, а также кабельной арматуры рекомендуется осуществлять с учетом уже находящихся в обслуживании эксплуатирующей организации КЛ с перспективой минимизации расхода кабелей, арматуры, вспомогательных материалов и комплектующих изделий, и упрощения технологий их монтажа;

- соединение КЛ с ВЛ напряжением 110 – 500 кВ в городской черте должно осуществляться в переходных пунктах закрытого типа. Допускается переход КЛ в ВЛ на специальных переходных опорах (порталах) при достаточном технико-экономическом обосновании;

- с момента начала прокладки первой строительной длины КЛ должен быть обеспечен необходимый технический надзор представителями эксплуатирующей организации;

- обеспечение возможности легкого и быстрого монтажа КЛ с максимальным качеством работ;

- использование существующих конструкций мостов и совместное сооружение мостовых и кабельных переходов через водные препятствия, большие автомагистрали т.д. при обязательной координации проектной документации;

- выбор параметров кабелей с различными условиями охлаждения выполнять по участку с наихудшими условиями охлаждения в соответствии с требованиями ПУЭ.

В районах жилой застройки, рекомендуется выполнять прокладку КЛ 35 кВ и выше в инженерных сооружениях или методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ).

Для КЛ 0,4 – 20 кВ способ прокладки должен определяться с учетом первоначальных капитальных и эксплуатационно-ремонтных затрат, а также удобства и экономичности обслуживания.

При прокладке кабелей 110 – 500 кВ с применением технологии ГНБ длиной более 100 м решение о прокладке резервной фазы в трубе на каждую цепь осуществлять на основе ТЭО.

В кабельных сооружениях рекомендуется предусматривать прокладку КЛ целыми строительными длинами с указанием допустимых условий

эксплуатации для ремонтных соединительных муфт в инженерных спецсооружениях.

При подводной прокладке КЛ 110 – 500 кВ переменного и постоянного тока с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, в том числе пропитанной нестекающими составами, руководствоваться, помимо прочего, результатами расчётов изготовителей кабельной продукции длительно допустимых токовых нагрузок.

При подводной прокладке однофазных кабелей 110 – 500 кВ должен быть предусмотрен резерв: для одной КЛ – одна фаза, для двух КЛ – две фазы, для трёх и более – по проекту, но не менее двух фаз. Резервные фазы должны быть проложены так, чтобы они могли быть использованы взамен любой из действующих рабочих фаз.

В случае невозможности прокладки КЛ напряжением 6 – 35 кВ в земле или в кабельных сооружениях, рекомендуется применение универсального воздушного кабеля, подвешиваемого на стальном тросе с обязательным выполнением соответствующего ТЭО.

### **16.1. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов при строительстве и реконструкции КЛ**

При проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных линий в составе электросетевого комплекса необходимо руководствоваться основными направлениями технической политики ПАО «Россети» в соответствии с требованиями которых:

#### **1. Запрещается применять при строительстве и реконструкции объектов 35 кВ и выше:**

- вращающиеся электрические машины для компенсации реактивной мощности, кроме асинхронизированных компенсаторов при наличии специальных обоснований;

- воздушные, масляные выключатели 110 - 750 кВ;

- автогазовые выключатели 6 - 10 кВ;

- маломасляные выключатели 6 - 220 кВ;

- выключатели 110 кВ и выше с пневматическими и электромагнитными приводами;

- все виды измерительных систем (СИ) (в т.ч. измерительные трансформаторы, а также встроенные СИ, применяемые для мониторинга состояния основного оборудования) неутвержденного типа, то есть не зарегистрированные;

стрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и не обеспеченных поверкой/ калибровкой;

- разъединители вертикально-рубящего типа напряжением 110– 750 кВ;
- разъединители напряжением 35 кВ и выше без двигательного привода;
- засыпку гравием маслоприемников (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов;
- маслonaполненные короба для присоединения (авто)трансформаторов к КРУЭ;
- кабельные маслonaполненные короба для подключения кабелей 110 – 500 кВ к силовым (авто)трансформаторам;
- вентильные разрядники;
- схемы электроснабжения без автоматического ввода резерва (АВР);
- кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслonaполненные;
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении;
- аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом;
- аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- оборудование (в том числе БСК), в котором применяется трихлордифенил (ТХД);
- опоры со штыревыми изоляторами в местах гнездования крупных птиц.

**2. Запрещается оснащение строящихся и реконструируемых объектов:**

- электрозащитными средствами, выполненными с применением бумажно-бакелитовой изоляции;
- указателями высокого напряжения, для работоспособности которых требуется заземление рабочей части указателя;
- указателями напряжения с применением газоразрядных ламп.
- указателями высокого напряжения без звуковой сигнализации;
- плакатами и знаками безопасности, выполненными из гигроскопичных материалов.

**3. При проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве не рекомендуется:**

- применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

**4. Запрещаются** к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электросетевых объектов:

На ПС 35 - 220 кВ:

- схемы первичных соединений ПС 35 - 110 (220) кВ с отделителями и короткозамыкателями;
- схемы первичных соединений ПС 35 - 110 (220) кВ с беспортальным приемом ВЛ;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения;
- гибкие изолированные проводники для присоединения автоматических выключателей отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;
- открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

На ТП 6 - 20/0,4 кВ, РП 6 - 20 кВ:

- комплектные трансформаторные подстанции 6 - 20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;
- воздушные выключатели и малообъемные масляные выключатели;
- негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
- распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;
- вентильные разрядники серии РВО.

На воздушных линиях 35 - 220 кВ:

- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия;
- вентильные и трубчатые разрядники;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН.

На воздушных линиях 0,4 - 20 кВ:

- при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4 кВ;
- неизолированные провода марки А (алюминий);
- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;

- технологии пропитки деревянных опор, не обеспечивающие срок службы опоры - 40 лет;
- устройства защиты от повреждений при воздействии электрической дуги и искровые промежутки на ВЛЗ 6 - 20 кВ (за исключением длинно-искровых разрядников);
- трубчатые разрядники 6 - 10 кВ.

### **Контрольные вопросы**

1. Как правильно выбрать типы кабелей и кабельной арматуры с учетом уже находящихся в обслуживании эксплуатирующей организации КЛ?
2. Каковы условия соединения ВЛ с КЛ в городской черте?
3. Как при строительстве КЛ учитывается строительная длина кабеля?
4. В каких случаях предусматривается прокладка резервной фазы КЛ?
5. Как выполняется КЛ напряжением 6 – 35 кВ в случае невозможности её прокладки в земле или в кабельных сооружениях?
6. Почему не рекомендуется применение вращающихся электрических машин для компенсации реактивной мощности?
7. В чем недостатки масляных и автогазовых выключателей?
8. В чем недостатки выключателей с пневматическими и электромагнитными приводами?
9. В чем недостатки кабельных маслонаполненных коробов для подключения кабелей 110 – 500 кВ?
10. Почему не рекомендуется применение опор со штыревыми изоляторами в местах гнездования крупных птиц?
11. Почему не рекомендуется применение кабелей с бумажно-масляной изоляцией и маслонаполненных?
12. Почему запрещается оснащение объектов электрозащитными средствами, выполненными с применением бумажно-бакелитовой изоляции?
13. Почему запрещается оснащение объектов указателями напряжения с применением газоразрядных ламп и указателями высокого напряжения без звуковой сигнализации?
14. Почему запрещается применение гибких изолированных проводников для присоединения автоматических выключателей отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций?
15. Почему запрещается при реконструкции и новом строительстве применение неизолированных проводов (в том числе марки А) на ВЛ напряжением 0,4 кВ;

## **17. Механическая часть воздушных линий электропередачи**

Воздушные линии электропередач предназначены для передачи электроэнергии на расстояния. Основными элементами воздушных линий являются провода и тросы, опоры, изоляторы, линейная арматура и т.д.

В учебнике производится расчет линии электропередач 110 кВ, выполненной проводом АС-120/19 и тросе ТК-50, в анкерном пролете на механическую прочность. Расчетные значения напряжений в проводе АС-120/19 и тросе ТК-50 не должны превышать допустимых при любых погодных условиях, возможных в данной местности. Стрелы провеса провода и троса также не должны превышать допустимых значений в любом режиме.

Проектирование механической части воздушных ЛЭП включает следующие основные этапы:

- расчет механических нагрузок на элементы ВЛ;
- выбор элементов ВЛ (опор, изоляторов, арматуры и др.);
- расчет элементов ВЛ на механическую прочность;
- расстановку опор по профилю трассы;
- расчет перехода через инженерное сооружение (наземный трубопровод);
- расчет монтажных стрел провеса проводов и тросов.

### **17.1. Определение физико-механических характеристик провода и троса ВЛ**

#### **17.1.1. Характеристики и конструкция провода**

В качестве примера рассмотрим ВЛ напряжением 110 кВ выполненной многопроволочным сталеалюминиевым проводом марки АС-185/29. Буквами в марке провода обозначается материал жилы, то есть А - алюминий, С - сталь. Цифрами обозначается номинальное сечение провода: проводящей части (в числителе) и стальной (в знаменателе). Алюминий и сталь имеют различные механические характеристики. Практический расчет сталеалюминиевых проводов обычно ведется по характеристикам, приведенным к проводу в целом, то есть формально провод считается вы-

полненным из одного материала. Физико-механические характеристики провода приведены в таблице 39.

Таблица 39

Физико-механические характеристики провода АС-185/29

Площадь сечения, мм <sup>2</sup>	алюминиевой части		181
	стальной части		29
	суммарное		210
Диаметр провода, мм			18,8
Количество и диаметр проволоки	алюминиевых	штук	26
		мм	2,98
	стальных	штук	7
		мм	2,3
Количество повивов, штук	алюминиевой части		2
	стальной части		1
Масса 1 км провода, кг			728
Модуль упругости, $\times 10^4$ Н/мм <sup>2</sup>			8,25
Температурный коэффициент линейного удлинения, $\times 10^{-6}$ град <sup>-1</sup>			19,2
Предел прочности при растяжении, Н/мм <sup>2</sup>			290
Удельная нагрузка от собственного веса провода, $\times 10^{-3}$ Н/(м·мм <sup>2</sup> )			34,67
Допустимое напряжение, Н/мм <sup>2</sup>	при среднегодовой температуре		90
	при низшей температуре		135
	при наибольшей нагрузке		135

Конструкция сталеалюминиевого провода марки АС-185/29 показана на рис. 25.

### 17.1.2. Выбор унифицированной опоры

Согласно унификации, для каждого типа опор установлены условия применения: напряжение ВЛ, число цепей, район по гололеду, максимальная скорость ветра, диапазоны марок проводов, марки тросов. По этим условиям в справочниках выбирается соответствующий тип опоры, в наименовании которого отражены следующие признаки:

- 1) вид опоры: П - промежуточная, У - угловая (промежуточная или анкерная), С - специализированная;
- 2) материал опоры: Д - дерево, Б - железобетон, для металлических решетчатых опор буквенное обозначение отсутствует, для многогранных используется буква М;
- 3) номинальное напряжение ВЛ;
- 4) типоразмер - это цифра, отражающая прочностные свойства опоры: четная цифра присвоена двухцепной опоре, нечетная - одноцепной.

Для воздушной линии используются опоры ПМ110-1 - промежуточная одноцепная металлическая многогранная опора, предназначенная для применения в I-V ветровом районах, в I-VI и особом гололедных районах.

Таблица 40

Технические характеристики унифицированной опоры ПМ110-1

Марка провода	Район по гололеду	Район по ветру	Пролет, м			Габарит, м	Масса, т
			габаритный	ветровой	весовой		
АС-185/29	II	III	280	325	500	7,0	2,25

При механическом расчете проводов и тросов используется значение расчетного расстояния между двумя соседними опорами, так называемый расчетный пролет  $l_p$ . При расстановке опор на идеально ровной поверхности  $l_p = l_{габ}$ . Усредненное значение пролета вследствие неровности местности меньше габаритного, поэтому длина расчетного пролета  $l_p$ , м,

$$l_p = \alpha \cdot l_{габ}$$

где  $l_{габ}$  - длина габаритного пролета, м.

$\alpha$  - коэффициент, значение которого принимается равным  $\alpha = 0,8 \div 0,9$  в соответствии с местностью.

Тогда с учетом габаритного пролета можно принимать:

$$l_p = 0,9 \cdot 280 = 252 \text{ м}$$

При выборе типа опоры необходимо наметить расположение проводов на опоре. Конструкция одноцепной многогранной металлической уни-



фицированной опоры ПМ110-1 показана на рисунке 84, основные размеры опоры приведены соответственно в таблице 41.

Таблица 41

Основные размеры унифицированной опоры ПМ110-1

Район по гололеду	Размеры по рисунку 84							
	$H$	$h1$	$h2$	$h3$	$a1$	$a2$	$a3$	$b$
II	26,7	3,5	14,9	4,3	2,1	4,2	2,1	4,0

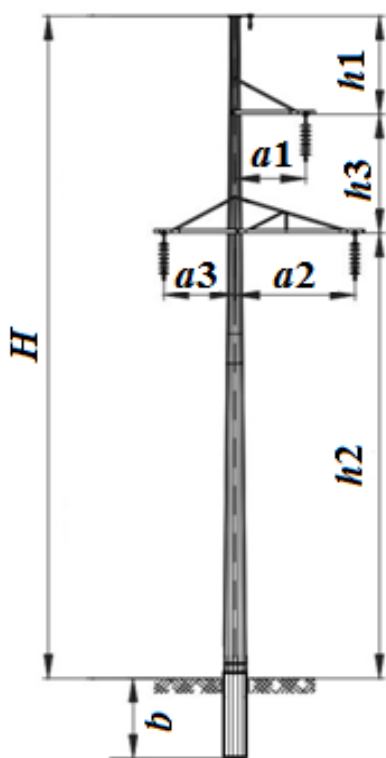


Рис. 84 - Одноцепная многогранная металлическая промежуточная опора

### 17.1.3. Характеристики и конструкция троса

В качестве грозозащитного троса на ВЛ напряжением 110 кВ используются многопроволочные стальные канаты марки ТК-50. Цифрами в маркировке обозначается номинальное сечение троса. Физико-механические характеристики троса приведены в таблице 42.

## Физико-механические характеристики троса ТК-50

Площадь сечения, мм <sup>2</sup>	номинальное	50
	фактическое	48,6
Диаметр троса, мм		9,1
Количество и диаметр проволок	штук	19
	мм	1,8
Количество повивов, штук		2
Масса 1 км провода, кг		418
Модуль упругости, $\times 10^4$ Н/мм <sup>2</sup>		18,5
Температурный коэффициент линейного удлинения, $\times 10^{-6}$ град <sup>-1</sup>		12
Предел прочности при растяжении, Н/мм <sup>2</sup>		1200
Удельная нагрузка от собственного веса троса, $\times 10^{-3}$ Н/ (м·мм <sup>2</sup> )		80
Допустимое напряжение, Н/мм <sup>2</sup>	при среднегодовой температуре	420
	при низшей температуре	600
	при наибольшей нагрузке	600

Трос марки ТК-50 представляет собой многопроволочный провод из стальных оцинкованных проволок, выполненный путем скручивания проволок. На рисунке 85 приведена конструкция стального троса ТК-50.



Рис. 85 - Конструкция грозотроса ТК-50

Согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 110 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах должны быть защищены по всей

длине грозозащитными тросами. Линии с расположением проводов согласно рисунку 84, защищаются одним тросом (рисунок 86). При одном грозозащитном тросе защитный угол  $\alpha$  должен быть не более  $30^\circ$ .

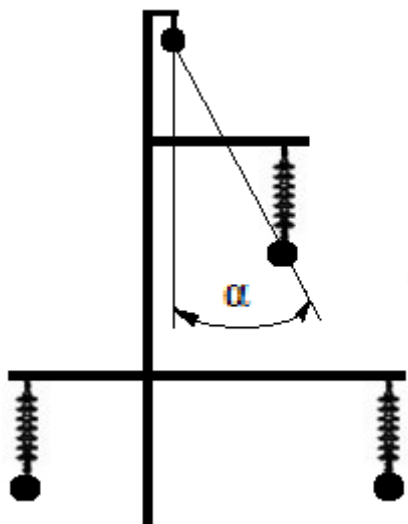


Рис. 86 - Расположение грозозащитного троса на опоре

## 17.2. Расчет удельных нагрузок на провода и тросы

### 17.2.1. Ветровые и гололедные нагрузки

Для определения толщины стенки гололеда и скоростного напора ветра используется понятие высоты расположения приведенного центра тяжести проводов или троса  $h_{пр}$ , м,

$$h_{пр} = h_{ср} - \frac{2}{3}[f],$$

где  $h_{ср}$  - средняя высота подвеса проводов или троса на опоре, м;

$[f]$  - максимально допустимая стрела провеса провода или троса, м.

Значение средней высоты подвеса  $h_{ср}$  для проводов определяется по формуле:

$$h_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{m} - \lambda,$$

где  $h_i$  - расстояние от земли до  $i$ -ой траверсы опоры, м;

$m$  - количество проводов на опоре;

$\lambda$  - длина гирлянды изоляторов, предварительно принимаемая равной 1,3 м для ВЛ 110 кВ.

Значение средней высоты подвеса  $h_{\text{ср}}^T$  для троса определяется высотой подвеса троса над землей,

$$h_{\text{ср}}^T = h_1 + h_2 + h_3,$$

Допустимая стрела провеса провода, м,

$$[f] = h_2 - \lambda - \Gamma,$$

где  $h_2$  - расстояние от земли до нижней траверсы, м;

$\Gamma$  - наименьшее расстояние по вертикали от проводов до поверхности земли, м.

Допустимая стрела провеса троса, м:

$$[f^T] = h_{\text{ср}}^T - (\Gamma + n \cdot h_3 + z),$$

где  $h_{\text{ср}}^T$  - высота подвеса троса на опоре, м;

$h_3$  - расстояние между нижней и верхней траверсами опоры, м;

$z$  - наименьшее допустимое расстояние по вертикали между проводом и тросом в середине пролета, м.

После определения высоты расположения приведенного центра тяжести проводов и троса оцениваются максимально возможные толщины стенки гололеда  $C_{\text{max}}$ , мм, и максимальное ветровое давление  $W_{\text{max}}$ .

$$W_{max} = W_0 \cdot K_W,$$

$$C_{max} = C_0 \cdot k_{\Gamma 1} \cdot k_{\Gamma 2},$$

где  $W_0$  - нормативное ветровое давление, принимаемое согласно ПУЭ, Па;  $K_W$  - поправочный коэффициент, который вводится на величину ветрового давления в зависимости от типа местности;  $C_0$  - нормативная толщина стенки гололеда, принимаемая согласно ПУЭ, мм;  $k_{\Gamma 1}$ ,  $k_{\Gamma 2}$  - поправочные коэффициенты на высоту и на диаметр провода (троса);

Температура окружающей среды сказывается на работе ВЛ путем прямого влияния на степень натяжения и провисания проводов и тросов. При расчетах проводов и тросов на механическую прочность принимаются во внимание следующие значения температуры:

1) высшая температура -  $t_{max} = 30^\circ\text{C}$ , при которой провод может иметь максимальное удлинение и, следовательно, максимальную стрелу провеса;

2) низшая температура -  $t_{min} = -25^\circ\text{C}$ , при которой провод имеет наименьшую длину, а температурные напряжения могут достигать наибольших значений;

3) среднегодовая температура  $t_{cp} = 0^\circ\text{C}$ , при которой провод работает наиболее длительное время;

4) температура гололеда -  $t_{гол} = -5^\circ\text{C}$ , при наибольшей скорости ветра и при гололеде;

5) температура грозы -  $t_{gp} = 15^\circ\text{C}$ , при которой определяется надежность защитным тросом всех элементов ВЛ в условиях грозового режима.

### **17.2.2. Удельные нагрузки на провода и тросы**

Провода и тросы ВЛ испытывают действие нагрузок - вертикальных (вес провода и гололеда) и горизонтальных (давление ветра). В результате этих нагрузок в металле проводов возникают растягивающие напряжения. При расчетах на механическую прочность пользуются удельными нагрузками на провода и тросы.

Под удельной нагрузкой понимают равномерно распределенную вдоль провода механическую нагрузку, отнесенную к единице длины и поперечного сечения. Удельные нагрузки выражаются в Ньютонах, отнесенных к 1 м длины провода и к 1 мм<sup>2</sup> сечения: Н/ (м×мм<sup>2</sup>).

1. Удельная нагрузка от собственного веса (тяжение) провода (троса) -  $\gamma_1$  действует от центра провода по нормали вниз, как это показано на рис. 87 и вычисляется по формуле:

$$\gamma_1 = \frac{G_{\text{п}}}{F},$$

где  $G_{\text{п}}$ - вес одного метра провода, Н;  $F$ -фактическое сечение провода, мм<sup>2</sup>.

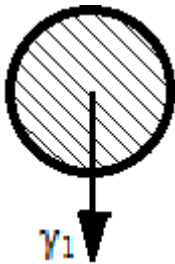


Рис. 87. Тяжение провода от собственного веса

2. Удельные нагрузки от веса гололёда  $\gamma_2$  (рис. 88) определяются из условия, что отложения гололёда на проводе (тросе) имеют цилиндрическую форму:



Рис. 88. Тяжение провода от веса гололёда

При этих условиях удельные нагрузки от веса гололёда определяются по формуле:

$$\gamma_2 = \frac{\pi \cdot g_0 \cdot C_{\text{max}}(d + C_{\text{max}})K_n \cdot K_p \cdot K_f \cdot K_d}{F}.$$

где  $F$  - фактическое сечение провода, мм<sup>2</sup>;  $d$  - диаметр провода (троса) мм;  $g_0$  - удельный вес льда,  $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}$  Н/м·мм<sup>2</sup>;  $K_n$  - коэффициент надежности по ответственности, для ВЛ до 220 кВ принимаемый равный 1;  $K_p$  - региональный коэффициент, диапазон изменения от 1,0 до 1,5, но обычно на практике допускается принимать равным 1,0;  $K_f$  - коэффициент надежно-

сти по гололедной нагрузке, равный 1,3 для районов по гололеду 1 и 2;  
 $K_d$  - коэффициент условий работы, равный 0,5.

3. Удельные нагрузки от собственного веса провода (троса) и гололёда -  $\gamma_3$  (рис. 89):

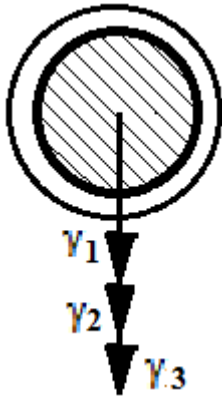


Рис. 89. Результирующее тяжение провода от веса провода (троса) и гололёда

Эта суммарная нагрузка на провод учитывает собственный вес провода и вес гололёдного образования на проводе:

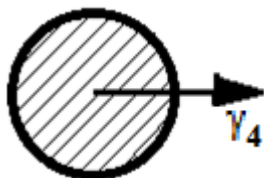
$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.$$

4. Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу, при условии отсутствия гололёда -  $\gamma_4$  (рис. 90). В этом случае для вычисления удельной нагрузки применима формула:

$$\gamma_4 = \frac{W_{max} \cdot k_l \cdot k_n \cdot C_x \cdot d \cdot K_n \cdot K_p \cdot K_f}{F}.$$

где  $W_{max}$  - ветровое давление, Па;  $k_l$  - коэффициент, учитывающий влияние длины пролёта на ветровую нагрузку, для  $l_p = 252$  м принимается равным 1,0;

$k_n$  - коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролёту,  $k_n = 0,91$ ;  $k_n^m = 0,835$ ;

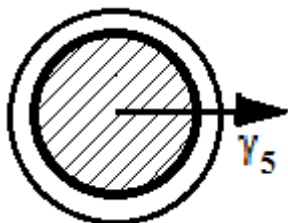


$C_x$  - коэффициент лобового сопротивления, равный 1,2 - для всех проводов, покрытых гололедом, и для проводов диаметром меньше 20 мм, свободных от гололеда.

Рис. 90. Тяжение на провод от давления ветра без гололёда

5. Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу, при условии наличия гололёда -  $\gamma_5$  (рис. 91) определяется по формуле:

$$\gamma_5 = \frac{W' \cdot k_l \cdot k_n \cdot C_x \cdot (d + 2C_{max}) \cdot K_n \cdot K_p \cdot K_f}{F}$$

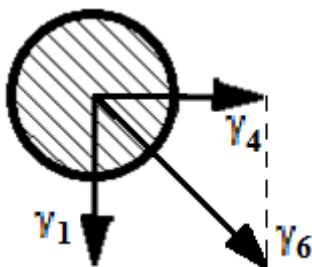


где  $W' = 0,25W_{max}$ ,

Рис. 91. Тяжение на провод от давления ветра при гололёде

В этом случае при определении значения  $\gamma_5$  коэффициент  $k_n$  берется для скоростного напора ветра  $W'$ .

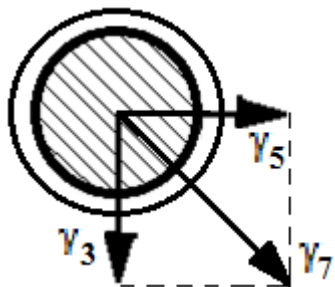
6. Удельная нагрузка от давления ветра и веса провода (троса) без гололеда -  $\gamma_6$  (рис. 92) определяется как среднегеометрическое значение от собственного веса провода и тяжения, создаваемого ветровым напором:



$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$$

Рис. 92. Тяжение на провод от давления ветра и собственного веса провода

7. Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу, при условии наличия гололёда -  $\gamma_5$  и веса провода (троса), покрытого гололёдом -  $\gamma_3$  (рис. 93) определяется как среднегеометрическое значение указанных факторов:



$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$$

Рис. 93. Суммарное тяжение провода



## 18. Расчет на механическую прочность проводов и тросов

### 18.1. Определение исходного режима

Исходным режимом называется такой режим, при котором известны три параметра: механическое напряжение в проводе или тросе, температура и удельная нагрузка. При механическом расчёте проводов и троса в качестве исходного режима принято принимать наиболее тяжёлый режим, при котором напряжение в проводе достигает допустимого значения. Для выбора исходного режима используется понятие критических пролётов. Критическим называется граничный пролёт, при котором влияние температуры и нагрузки на напряжения в проводе оказывается равноопасным. Определяются три критических пролёта.

**Первый критический пролет** - это пролёт, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме низшей температуры - допустимому напряжению при низшей температуре. Первый критический пролет определяется по формуле:

$$l_{к1} = \frac{2 \cdot [\sigma_{t \text{ cp}}]}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \cdot \frac{1}{E} ([\sigma_{t \text{ cp}}] - [\sigma_{t \text{ min}}]) + \alpha(t_{\text{cp}} - t_{\text{min}})}{1 - ([\sigma_{t \text{ cp}}]/[\sigma_{t \text{ min}}])^2}},$$

где  $E$  - модуль упругости,  $\times 10^4$  Н/мм<sup>2</sup>;

$\alpha$  - температурный коэффициент линейного удлинения, град<sup>-1</sup>;

$t_{\text{cp}}$  - среднегодовая температура, °С;

$t_{\text{min}}$  - минимальная температура, °С;

$[\sigma_{t \text{ cp}}]$  - допустимое напряжение при среднегодовой температуре, Н/мм<sup>2</sup>;

$[\sigma_{t \text{ min}}]$  - допустимое напряжение при низшей температуре, Н/мм<sup>2</sup>;

**Второй критический пролет** - это пролет такой длины, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому при

наибольшей нагрузке, а в режиме низшей температуры равно допустимому напряжению при низшей температуре, находится по формуле, м:

$$l_{к2} = \frac{2 \cdot [\sigma_{\gamma max}]}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha \cdot (t_{гол} - t_{min})}{(\gamma_{max}/\gamma_1)^2 - 1}},$$

где  $t_{гол}$  - температура гололеда, °С;

$[\sigma_{\gamma max}]$  - допустимое напряжение при наибольшей нагрузке, Н/мм<sup>2</sup>.

**Третий критический пролет** - это пролет такой длины, при котором напряжение равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению в режиме наибольшей нагрузки, определяется по формуле, м:

$$l_{к3} = \frac{2 \cdot [\sigma_{\gamma max}]}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \cdot \frac{1}{E} ([\sigma_{\gamma max}] - [\sigma_{t cp}]) + \alpha(t_d - t_{cp})}{\left(\frac{\gamma_{max}}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{[\sigma_{\gamma max}]}{\sigma_{t-p}}\right)^2}},$$

Из соотношения длин пролетов  $l_{к1}, l_{к2}, l_{к3}, l_p$  выбирается исходный режим при выполнении условий по соотношению длин:

$$l_{к1} - \text{мнимый}, l_{к3} > l_{к2}, \quad l_p > l_{к3}.$$

Из этих условий следует принять за исходный режим - режим наибольшей нагрузки с параметрами:

- наибольшей удельной нагрузкой  $\gamma_{и} = \gamma_{max} = 82,48 \cdot 10^{-3}$  Н/мм<sup>2</sup>;
- температурой гололеда  $t_{и} = t_{гол} = -5^{\circ}\text{C}$ ,
- допустимым напряжением при наибольшей нагрузке:
- 

$$\sigma_{и} = [\sigma_{\gamma max}] = 135 \text{ Н/мм}^2.$$

## 18.2. Расчет провода на механическую прочность

Для определения напряжений в материале провода при разных климатических условиях используют уравнение состояния провода, которое имеет следующий вид:

$$\sigma_p - \frac{\gamma_p^2 \cdot l_p^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_p^2} = \sigma_{и} - \frac{\gamma_{и}^2 \cdot l_p^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{и}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_p - t_{и}),$$

где  $\sigma_{и}$ ,  $\gamma_{и}$ ,  $t_{и}$  - напряжение в проводе, удельная нагрузка и температура в исходном режиме;

$\sigma_p$ ,  $\gamma_p$ ,  $t_p$  - то же в рассчитываемом режиме;

$l$  - расчетная длина пролета, м;

$E$ ,  $\alpha$  - модуль упругости и температурный коэффициент линейного удлинения материала провода.

В уравнение состояния провода подставляются параметры исходного режима - режима наибольшей нагрузки и значения температуры и нагрузки, отвечающие каждому из режимов, указанных в п.17.2.1. Затем выполняется расчет напряжений в режимах низшей температуры, среднегодовой температуры и максимальной нагрузки. Обычно расчет производится итерационным методом касательных.

После подстановки значений в уравнение состояния провода получается кубическое уравнение, которое решается по следующему алгоритму:

1. Задаем нулевым приближением напряжения в проводе  $\sigma_0$ ;
2. Определяем поправку путем деления самой функции на ее первую производную:

$$\Delta_0 = \frac{\sigma_{i-1}^3 \pm B\sigma_{i-1}^2 - D}{3\sigma_{i-1}^2 \pm 2B\sigma_{i-1}};$$

3. Находим новое значение напряжения:

$$\sigma_i = \sigma_{i-1} - \Delta_{i-1};$$

4. Выполняем проверку окончания итерационного процесса по условию  $|\Delta| \leq \varepsilon$ . Если условие выполняется, то расчет необходимо прекратить, если нет, то значение  $\sigma_i$  принимается в качестве нового приближения и расчеты повторяются.

Далее выполняем расчеты для перечисленных ниже режимов с указанием выбора значения расчетного напряжения в проводе:

- Режим низшей температуры:  $\sigma_p = \sigma_{t \min}$ .
- Режим среднегодовой температуры:  $\sigma_p = \sigma_{t \text{ ср}}$
- Режим наибольшей нагрузки:  $\sigma_p = \sigma_{\gamma \max}$ .

Проверка условий прочности провода для режимов низшей и среднегодовой температур и режима наибольшей нагрузки:

$$\sigma_{t \min} \leq [\sigma_{t \min}], \quad \sigma_{t \text{ ср}} \leq [\sigma_{t \text{ ср}}], \quad \sigma_{\gamma \max} \leq [\sigma_{\gamma \max}];$$

Выполнение расчетных условий свидетельствует о том, что механическая прочность проводов будет достаточной для условий проектируемой линии.

В заключение рассмотрим расчет напряжений и стрел провеса в режимах гололеда без ветра, высшей температуры и грозовой режим итерационным методом касательных. При этом для перечисленных ниже режимов выбираем значения расчетного напряжения в проводе:

- Режим гололеда:  $\sigma_p = \sigma_{\text{гол}}$ .
- Режим высшей температуры:  $\sigma_p = \sigma_{\gamma \max}$ .
- Грозовой режим:  $\sigma_p = \sigma_{\text{гр}}$ .

Расчет стрелы провеса провода проводим по формуле:

$$f_i = \frac{\gamma_i \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_i}$$

Проверку соблюдения требуемых расстояний от низшей точки провисания провода до земли выполняем по условиям:

$$f_{t \max} \leq [f], \quad f_{\text{гр}} \leq [f].$$

Если условия выполняются - значит, расстояние от провода до земли будет менее допустимого.

Таблица 43

Параметры провода для различных климатических режимов работы

Режим	$t$ ,	$\gamma \times 10^{-3}$ ,	$\sigma$ ,	$f$ ,	$[\sigma]$ ,	$[f]$ ,
	°С	Н/м·мм <sup>2</sup>	Н/мм <sup>2</sup>	м	Н/мм <sup>2</sup>	м
низшей температуры	-25	34,67	107,79	-	135	-
среднегодовой температуры	0	34,67	83,36	-	90	-
наибольшей нагрузки	-5	82,48	135	-	135	-
режим гололёда	-5	79,04	131,9	4,76	-	6,6
высшей температуры	30	34,67	63,39	4,34	-	6,6
грозового режим	15	34,67	72,19	3,81	-	-

### 18.3 Расчёт грозозащитного троса на механическую прочность

Стрела провеса троса в грозовом режиме определяется по выражению, м,

$$f_{\text{гр}}^{\text{T}} = f_{\text{гр}}^{\text{n}} + \lambda + h_1 - z.$$

где  $f_{\text{гр}}^{\text{T}}$  - стрела провеса троса в грозовом режиме;

$\lambda$  - длина гирлянды изоляторов;

$h_1$  - расстояние от точки подвеса гирлянды верхнего провода до точки подвеса троса.

С учетом приведенных выше данных получим:

$$f_{гр}^T = 3,81 + 3,5 + 1,3 - 4,78 = 3,83 \text{ м.}$$

Напряжение в тросе при грозовом режиме определяется по соотношению, Н/мм<sup>2</sup>.

$$\sigma_{гр}^T = \frac{\gamma_1^T \cdot l^2}{8 \cdot f_{гр}^T}$$

Выполняется расчет напряжений в режимах низшей температуры, среднегодовой температуры и наибольшей нагрузки.

$$\sigma_p^T - \frac{(\gamma_p^T)^2 \cdot l_p^2 \cdot E^T}{24 \cdot (\sigma_p^T)^2} = \sigma_{и}^T - \frac{(\gamma_{и}^T)^2 \cdot l_p^2 \cdot E^T}{24 \cdot (\sigma_{и}^T)^2} - \alpha^T \cdot E^T \cdot (t_p - t_{и})$$

где  $\sigma_{и}^T = \sigma_{гр}^T$ .

Режим наибольшей нагрузки:

$$\sigma_p^T = \sigma_{\gamma \max}^T$$

Режим низшей температуры:

$$\sigma_p^T = \sigma_{t \min}^T$$

Режим среднегодовой температуры:

$$\sigma_p^T = \sigma_{t \text{ ср}}^T$$

Проверка условий прочности троса для режимов низшей и среднегодовой температур и режима наибольшей нагрузки:

$$\sigma_{\gamma \max} \leq [\sigma_{\gamma \max}], \quad \sigma_{t \min} \leq [\sigma_{t \min}], \quad \sigma_{t \text{ ср}} \leq [\sigma_{t \text{ ср}}].$$

Когда условия выполняются - значит, механическая прочность тросов будет достаточной для условий проектируемой линии.

## 19. Выбор изоляторов и линейной арматуры

### 19.1. Выбор изоляторов

На промежуточных опорах ВЛ 110 кВ применяются поддерживающие гирлянды подвесных изоляторов, прикрепленные к траверсам опор с помощью линейной арматуры. Гирлянда комплектуется из отдельных изоляторов. Основным назначением гирлянды изоляторов является поддержка провода и изоляция его от элементов опоры. Расчет изоляторов производится по методу разрушающих нагрузок.

В нормальных режимах поддерживающая гирлянда изоляторов воспринимает осевую нагрузку, состоящую из веса провода  $G_{\text{п}}$ , гололеда  $G_{\text{Г}}$  и самой гирлянды  $G_{\text{и}}$ . Вес гирлянды предварительно принимается  $G_{\text{и}} = 500$  Н/м. Нормативная нагрузка на изолятор от веса провода без гололеда, Н/м,

$$G_{\text{п}} = \gamma_1 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}$$

где  $F$  - фактическое сечение провода, мм<sup>2</sup>;

$l_{\text{вес}}$  - весовой пролет, м.

Нормативная нагрузка на изолятор от веса провода, покрытого гололедом при ветре, Н/м,

$$G_{\text{Г}} = \gamma_7 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}$$

Расчетные условия для выбора изоляторов в поддерживающей гирлянде имеют вид:

$$2,5 \cdot (G_{\text{Г}} + G_{\text{и}}) \leq G_{\text{эм}},$$

$$5,0 \cdot (G_{\text{п}} + G_{\text{и}}) \leq G_{\text{эм}}$$

где  $G_{\text{эм}}$  - разрушающая электромеханическая нагрузка на изоляторы, Н.

Исходя из расчетного условия для ВЛ 110 кВ выбирается изолятор.

Определяется число изоляторов в поддерживающей гирлянде по формуле,

$$n \geq \frac{\lambda_{\text{эф}} \cdot U_{\text{наиб}}}{l_{\text{эф}}}$$

где  $\lambda_{\text{эф}}$  - минимально допустимая удельная эффективная длина пути утечки, согласно степени загрязнения атмосферы по ПУЭ:

$$\lambda_{\text{эф}} = 2,5 \text{ см/кВ} = 25\text{м/кВ};$$

$U_{\text{наиб}}$  - наибольшее рабочее напряжение, ( $U_{\text{наиб}} = 1,15 \cdot U_{\text{ном}}$ );

$l_{\text{эф}} = \frac{l_{\text{ут}}}{k}$  - удельная эффективная длина пути утечки;

$k \geq 1$  - поправочный коэффициент (коэффициент эффективности изолятора),

$$k = 1 + 0,5 \left( \frac{l_{\text{ут}}}{D} - 1 \right).$$

Полученное число изоляторов в поддерживающей гирлянде  $n$  округляем и увеличиваем на один.

Рассчитываем нагрузку на изолятор натяжной гирлянды учитывая величину тяжения провода,  $H$ , при выполнении условий:

$$2,5 \cdot \sqrt{(\sigma_{\gamma \text{ max}} \cdot F)^2 + \left( \frac{\gamma_7 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\text{и}} \right)^2} \leq G_{\text{эм}},$$

$$6,0 \cdot \sqrt{(\sigma_{\text{т ср}} \cdot F)^2 + \left( \frac{\gamma_1 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\text{и}} \right)^2} \leq G_{\text{эм}}.$$

После расчета в натяжной гирлянде выбирается  $(n+1)$  штук изоляторов с разрушающей электромеханической нагрузкой.



На промежуточных опорах ЛЭП напряжением до 110 кВ включительно крепление троса к опоре осуществляется без изолятора.

## 19.2. Выбор линейной арматуры

Линейная арматура гирлянды изоляторов предназначена для ее крепления к траверсе опоры и для крепления провода к гирлянде.

Для крепления провода к гирлянде применяются поддерживающие глухие зажимы типа ПГ и ПГН и ушки типа У1. Для крепления гирлянды к траверсам используются узлы типа КГП и серьги типа СР.

Расчет арматуры производится по методу разрушающих нагрузок. Коэффициент запаса прочности в нормальном режиме в условиях гололеда и ветра принимается равным 2,5.

Выбор арматуры осуществляется по выражению:

- для провода, (Н)

$$2,5 \cdot (G_T + G_H) \leq G_p,$$

- для троса, (Н)

$$2,5 \cdot G_T^T = 2,5 \cdot \gamma_7^T \cdot F^T \cdot l_{\text{вес}} \leq G_p.$$

Исходя из этих данных, выбираем линейную арматуру. Для провода и троса арматура выбирается одинаковая.

Узел крепления гирлянд к траверсам опор принимаем из конструктивных соображений. Технические характеристики узла КГП-12-1 приведены в таблице 44, а конструктивное исполнение - на рисунке 94.

Таблица 44

Тип узла	Размеры по рисунку 5.2, мм				Минимальная разрушающая нагрузка, Н·10 <sup>3</sup>	Масса, кг
	<i>h</i>	<i>C</i>	<i>d</i>	<i>d<sub>l</sub></i>		
КГП-12-1	104	80	16	16	120	1,72

Сцепная арматура - серьга СР-6-16 и ушко У1-6-16, технические характеристики которых приведены в таблице 45, конструктивное исполнение - на рисунках 97 и 98 соответственно.

Таблица 45

Тип	Размеры по рисунку 5.3 и 5.4, мм			Миним. разрушающая нагрузка, Н·10 <sup>3</sup>	Масса, кг
	<i>H</i>	<i>d</i> (b)	<i>D</i>		
СР-6-16	65	17	23	120	0,41
У1-12-16	95,5	17	23	120	1,05

Для крепления провода к гирлянде изоляторов применяется глухой поддерживающий зажим ПГН-3-5. Технические характеристики зажима ПГН-3-5 приведены в таблице 46, а конструктивное исполнение - на рис. 99. Для крепления троса также применяется глухой поддерживающий зажим ПГН-3-5.

Таблица 46

Тип зажима	Марка и диаметр, мм <sup>2</sup>		Размеры по рисунку 5.5, мм			Минимальная разрушающая нагрузка, Н·10 <sup>3</sup>	Масса, кг
	провод АС185/29	трос ТК50	<i>h</i>	<i>ℓ</i>	<i>d</i>		
ПГН-3-5	18,8	9,1	111	220	16	29,4	1,10

Расчет нагрузки на арматуру натяжной гирлянды, Н,

$$2,5 \cdot \sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{\gamma_7 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\text{и}}\right)^2} \leq G_{\text{р}},$$

Выбирается аналогичная арматура, что и для поддерживающей гирлянды. В качестве зажима предлагается использовать болтовой зажим.

После выбора типа и количества изоляторов в гирлянде и арматуры определяются фактические вес, кг, и длина гирлянды изоляторов, м,

$$G_{\text{гир.ф}} = n \cdot G_{\text{из}} + G_{\text{арм}},$$

$$\lambda_{\text{гир.ф}} = n \cdot H_1 + h_{\text{арм}}$$

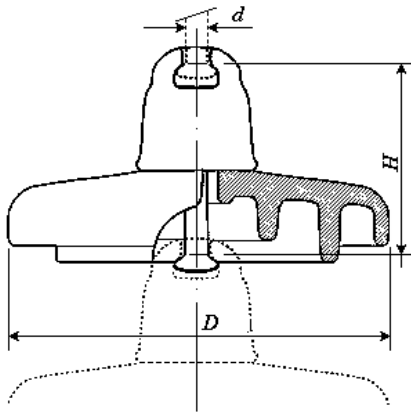


Рис. 95. Конструкция изолятора ПС-120Б

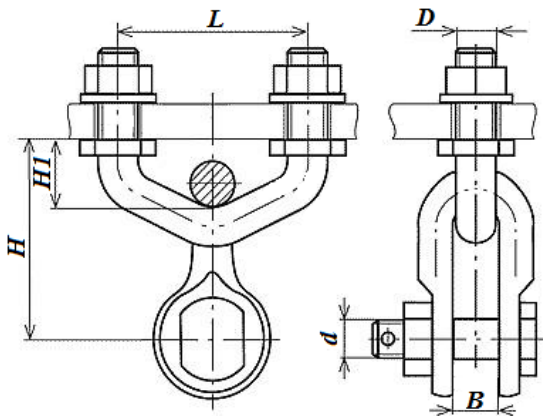


Рис. 96. Конструкция узла крепления КГП-12-1

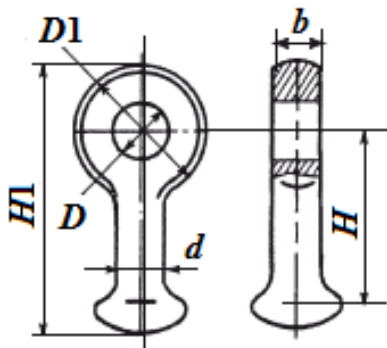


Рис. 97. Конструкция серьги СР-6-16

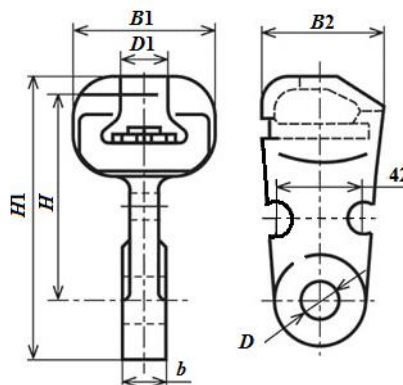
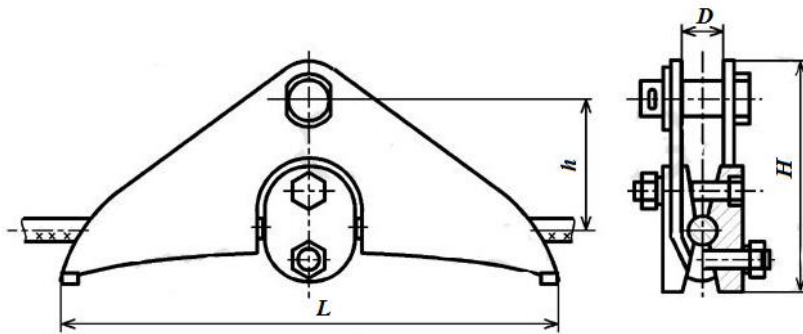


Рис. 98. Конструкция ушка У1-12-16



Рис. 99. Конструкция поддерживающего зажима ПГН-3-5



## 20. Эксплуатация и ремонт кабельных линий

При выводе кабельной линии в ремонт следует определить характер и место повреждения. В зависимости от характера повреждения производится либо ремонт защитных покровов, либо ремонт бумажной изоляции и токопроводящих жил с монтажом соединительных и концевых муфт с последующей фазировкой и испытанием повышенным напряжением.

Для ремонта сухих заделок необходимо удалить обесцвеченные или растрескавшиеся ленты, проверить бумажную изоляцию на отсутствие влаги и наложить новые ленты, укрепив их бандажами. Конструкции соединительных гильз и наконечников показаны на рис. 100.

Для соединения и оконцевания медных и алюминиевых жил широко применяются различные прессы, выпускаемые промышленностью. Для опрессовки выбирают соответствующие наконечники или гильзы, пуансоны и матрицы. С концов жил снимают изоляцию на длину цилиндрической части наконечника или на половину длины гильзы. Секторные однопроволочные жилы скругляют с помощью прессов или клещей для скругления, многопроволочные жилы – с помощью плоскогубцев. Для алюминиевых жил применяют алюминиевые трубчатые гильзы и трубчатые алюминиевые наконечники типа ТА или ТАМ (медная контактная часть). Внутрен-

ную часть наконечников и гильз протирают, зачищают и смазывают кварцевой пастой. Также подготавливают и жилы, после чего на них надевают наконечники или гильзы. Опрессовку для наконечников выполняют в один прием двузубым инструментом, в два приема – однозубым; гильзу спрессовывают в два приема двузубым инструментом и в четыре приема – однозубым.

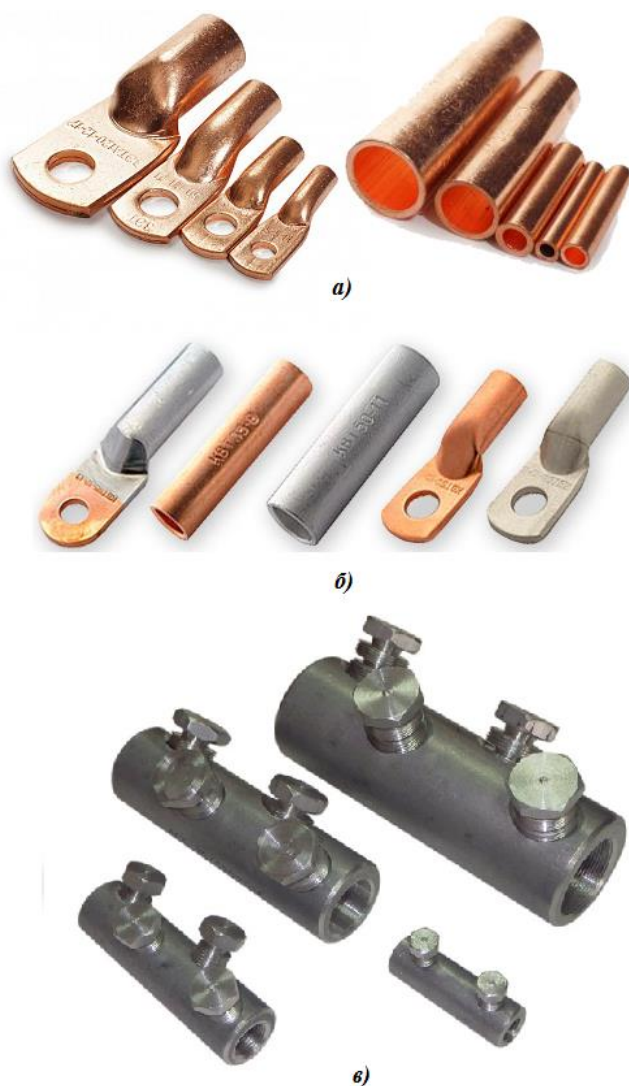


Рис. 100. Соединительные гильзы и наконечники: а) – медные наконечники и медные соединительные гильзы для пайки и опрессовки; б) – медные и алюминиевые гильзы и наконечники, закрепляемая опрессовкой; в) болтовые соединительные гильзы со срывной головкой

Оконцевание алюминиевых однопроволочных жил выполняют также с помощью пиротехнических прессов ППО-95 и ППО-240; пуансоны и матрицы подбирают по сечениям жил. Изоляцию с жил снимают на длине 45 мм для кабелей сечением 25 мм<sup>2</sup>; 50 мм для 35...95 мм<sup>2</sup>; 55 мм для 120...240 мм<sup>2</sup>. Для опрессовки медных жил применяют медные гильзы и медные трубчатые наконечники. Жилы, гильзы и наконечники

зачищают. На жилах наконечники спрессовываются одним вдавливанием, а гильза – одним с каждой стороны.

Наиболее распространенными способами соединения и оконцевания жил кабелей до 10 кВ являются пайка и опрессовка, т. е. способы, которые можно применить как при ремонте кабельных линий, так и в РУ. Соединяют жилы между собой и жилой с наконечником с помощью расплавлен-

ного припоя. Многопроволочные жилы для облегчения надевания на них наконечников, гильз или стальных форм обжимают с помощью универсальных плоскогубцев. Однопроволочные жилы скругляют с помощью прессов или специальных обжимных клещей. С концов жил снимают изоляцию на длине половины гильзы или стальной формы плюс 10 мм.

Медные жилы паяют в медных облуженных гильзах оловянно-свинцовыми припоями с применением флюсов путем сплавления припоя непосредственно или путем налива расплавленного припоя в гильзы. При сплавлении припоя пламенем горелки нагревают гильзу с введенными в нее облуженными медными жилами и обильно смазанными флюсом, затем вводят палочку припоя в пламя горелки и заполняют гильзу расплавленным припоем.

При втором способе стальной ковш с припоем в количестве 8...10 кг разогревают до температуры 245...270° С и устанавливают под местом пайки. Металлической ложкой припой из ковша заливают несколько раз в гильзы, тем самым разогревая их до температуры припоя.

Алюминиевые жилы между собой паяют цинко-оловянным или оловянно-медно-цинковым припоем. Жилы перед пайкой подготавливают либо ступенчатой разделкой по повивам для соединения в гильзах, либо в стальных формах со срезом жилы под углом 55°. Жилы однопроволочного исполнения подготавливают только со срезом под углом 55° (рис. 101). Ступенчатая разделка жил по повивам (рис. 101) проводится с соблюдением следующих условий:

- сечение жил, мм<sup>2</sup> – 16...35, 50...95, 120...240;
- количество ступеней – 1, 2, 3;
- длина участка жилы, очищенной от изоляции, мм – 50, 60, 70

Для соединения в гильзах или в стальных разъемных формах концы жил обслуживают припоем марки "А" методом натирания, а затем оловянно-свинцовым. Края изоляции обматывают асбестовым шнуром для защиты ее от обугливания. Перед пайкой рекомендуется устанавливать защитные экраны и подматывать асбестовый шнур. Пайку выполняют методом сплавления припоя в гильзу или форму, нагревая их пламенем горелки. Стальной мешалкой перемешивают припой и удаляют шлаки.

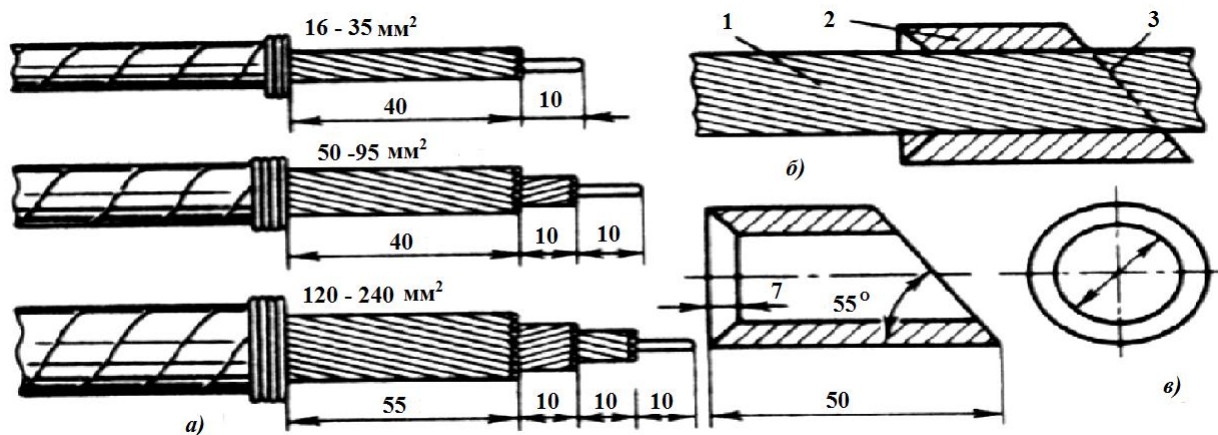


Рис. 101. Подготовка алюминиевых многопроволочных жил под пайку: *а* – ступенчатая разделка жил по повивам; *б* – разделка жилы под углом; *в* – шаблон для оформления концов жил; 1 – жила; 2 – шаблон; 3 – линия среза жилы

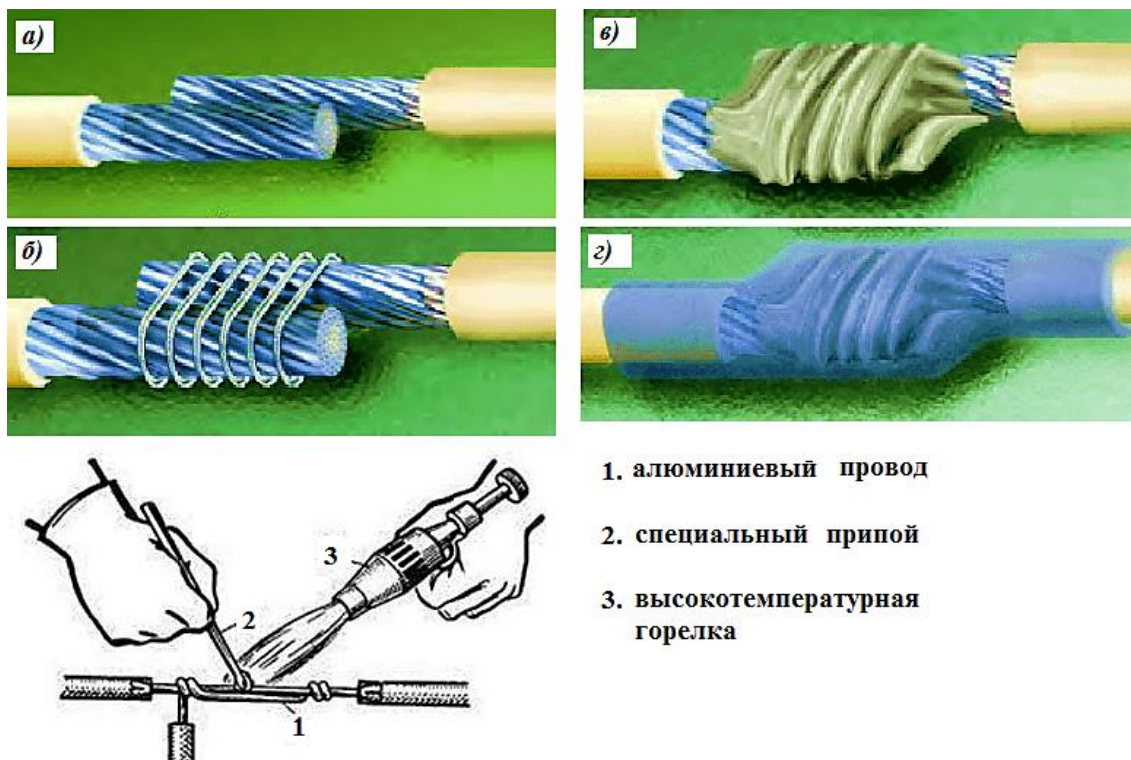


Рис. 102. Облуживание жилы припоем

Пайка методом полива предварительно разогретого припоя в чугунных тиглях осуществляется в стальных разъемных формах. Тигель с расплавленным припоем ЦО-12 располагается вблизи пайки. Лоток из стали прикрепляют к жилам и опускают на край тигля, с тем чтобы в результате полива металлической ложкой припой после прогрева стальной формы

сливался в тигель. В результате жилы разогреваются до температуры 500...550 °С и размягчаются (рис. 103).



Рис. 103. Соединение жил пайки поливом расплавленного припоя: 1 – ложка паяльная; 2 – форма; 3 – лоток; 4 – тигель; 5 – скребок

Одновременно с размягчением торцов жил, срезанных под углом  $55^\circ$ , с них снимают скребком пленку окиси. Тигель с количеством припоя 7...8 кг разогревают перед пайкой каждой жилы, так как он быстро остывает. При количестве припоя в тигле до 15...18 кг разогрев производят 1 раз. Алюминиевые жилы со срезом под углом  $55^\circ$  располагают в формах на расстоянии 2 мм друг от друга для снятия пленки окиси со всей поверхности косого среза, благодаря чему увеличивается площадь пайки и повышается ее качество. Для соединения алюминиевых жил с медными применяют или медные облуженные гильзы, или стальные съемные формы. Алюминиевые жилы предварительно облуживают припоем марки "А", а затем оловянно-свинцовым. Таким же припоем выполняется и пайка. При пайке припоем ЦО-12 в стальных формах медная жила предварительно облуживается оловянно-свинцовым припоем, алюминиевая жила обрезается под углом  $55^\circ$ .

Для оконцевания медных и алюминиевых жил применяют медные облуженные наконечники типа П. Изоляцию с жил снимают на длину цилиндрической части наконечника плюс 10 мм. Многопроволочные секторные жилы скругляют универсальными плоскогубцами, а однопроволочные – прессом или клещами для скругления. На медные жилы надевают наконечник, уплотняют асбестовым шнуром, вводят флюс и прогревают наконечник пламенем горелки. Затем оловянно-свинцовый припой вводят в разогретый наконечник. Припой, расплавляясь, заполняет все пространства между проволоками жилы и наконечником.

Многопроволочные алюминиевые жилы перед пайкой облуживают натирочным припоем марки "А", затем – оловянно-свинцовым. Пайку алюминиевых жил выполняют так же, как и медных. Второй способ – используют в основном для пайки однопроволочных жил. Концы жил срезают под углом  $55^\circ$ , надевают наконечник на жилу, выполняют уплотнение



снизу асбестовым шнуром для защиты бумажной изоляции от обугливания и от вытекания припоя во время пайки. Пайку выполняют припоем ЦО-12 без применения флюса. Наконечник прогревают пламенем горелки и в него вводят палочку припоя; расплавленный припой заполняет пустоты между проволоками и наконечником; под слоем расплавленного припоя скребком снимают пленку окиси, которая переходит в шлак.

### **20.1. Эксплуатация кабельных линий**

Наиболее существенным в обслуживании эксплуатируемых кабельных линий являются тщательное наблюдение за их трассами и контроль за нагрузкой кабелей.

В процессе эксплуатации кабельных линий важно регулярно вести их паспортизацию. Паспорт линии, кроме технической характеристики кабелей и условий их прокладки, содержит сведения о результатах предыдущих испытаний, о ремонтах, что помогает установить правильный режим для линий и своевременно выводить их в ремонт.

При наблюдении за трассой кабельных линий следят за тем, чтобы трасса содержалась в чистоте. Вблизи трассы не должны находиться ненужные предметы, так как они могут мешать работам при ликвидации аварий и ремонту кабелей, проложенных в земле. Поверхностный слой земли на трассе не должен иметь провалов, размывов и других ненормальностей, могущих вызвать повреждение кабелей.

Необходимо обращать внимание на обеспечение сохранности кабелей при выполнении земляных работ вблизи кабельных трасс. Земляные работы вблизи кабельных трасс можно производить только по предварительному согласованию с главным энергетиком предприятия. В необходимых случаях главный энергетик предприятия устанавливает надзор за производимыми работами, с тем чтобы была обеспечена сохранность проложенных кабелей. Надзор ведется вплоть до полного окончания земляных работ.

Особую опасность для проложенных в земле кабелей представляют земляные работы, выполняемые механизированными способами. Границы, в пределах которых допускаются такие работы, зависят от типа механизма. Однако во всех случаях работать механизмами не разрешается на расстоянии от трассы кабеля менее 1 м. На этом участке работы выполняют вручную и только лопатами.

Наблюдение за кабельными трассами осуществляют путем периодических осмотров этих трасс. Периодичность осмотров во многом зависит от местных условий: в местах, где кабели пересекаются с другими комму-

никациями или могут подвергаться механическим повреждениям, обходы производят чаще. Периодичность осмотров кабельных трасс обычно устанавливает главный энергетик предприятия, который это делает, руководствуясь опытом и учетом местных условий.

Необходимо, однако, учитывать, что правилами ПТЭ предписано производить осмотры кабельных трасс не реже, чем в следующие сроки: кабелей в траншеях, коллекторах и туннелях один раз в 3 месяца; кабелей в колодцах и концевые муфты на линиях напряжением выше 1000 В один раз в 6 месяцев; концевые муфты кабелей напряжением до 1000 В один раз в 12 месяцев; кабельные муфты в трансформаторных помещениях, распределительных пунктах и подстанциях одновременно с осмотром другого оборудования.

Для учета неисправностей, обнаруженных при осмотрах кабельных трасс, и контроля за своевременным их устранением, на промышленных предприятиях ведется специальный журнал, заполняемый персоналом, совершающим осмотры кабельных трасс. При обнаружении дефектов, требующих немедленного устранения, лицо, осуществляющее осмотр, безотлагательно ставит об этом в известность своего начальника.

Кабельные трассы внимательно осматривают на всем их протяжении и особенно в местах пересечения трассами канав, кюветов и переходов кабелей из земли на стены или опоры.

При осмотрах туннелей, коллекторов и аналогичных кабельных сооружений обращают внимание на содержание их в чистоте (отсутствие остатков материалов, тряпок и мусора). Осматривают эти сооружения обычно два лица, предварительно проверив с помощью прибора нет ли в этих сооружениях газа. В коллекторах, туннелях и подобных им кабельных сооружениях проверяют состояние освещения и вентиляции; измеряют внутреннюю температуру, которая не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10°; осматривают антикоррозийные покрытия кабелей, внешнее состояние муфт; следят за тем, чтобы не имелось натяжений, смещений, провесов кабелей и т. п.

Перегрузки кабелей, которые носят систематический характер, влекут за собой быстрое ухудшение их изоляции и сокращают длительность работы. Недогрузка кабелей связана с неиспользованием проводникового материала, заложенного в кабелях. Поэтому при эксплуатации кабельных линий периодически проверяют, чтобы нагрузка соответствовала установленной при вводе линии в эксплуатацию.

Максимально допустимые нагрузки для кабелей устанавливают на основе таблиц, приведенных в ПУЭ, по участку трассы кабеля, имеющему наихудшие тепловые условия, если длина этого участка составляет не ме-

нее 10 м. Нагрузку на кабели при вводе в эксплуатацию определяют отдельно для каждого сезона года, так как температура среды, окружающей кабели (почва, воздух), в разные сезоны года меняется и позволяет в холодные месяцы нагрузку на кабели повысить.

Контроль за нагрузками кабелей производят в сроки, определяемые главным энергетиком предприятия, но не менее двух раз в году. Один раз указанный контроль производят в период осенне-зимнего максимума нагрузки.

Контроль за нагрузками кабелей осуществляют наблюдением за показаниями амперметров на питающей подстанции, а при их отсутствии — с помощью токоизмерительных клещей. Анализ произведенных измерений нагрузок позволяет пересматривать режим работы кабелей, устанавливая режим, который обеспечит одновременно экономичную и надежную работу кабелей.

В условиях эксплуатации может иногда возникнуть необходимость в определении фактической температуры токоведущих жил кабеля. Так как температуру жилы кабеля определить непосредственным измерением не представляется возможным, прибегают к измерению температуры металлической оболочки кабеля. После этого производят пересчет с учетом перепада температуры между жилой и оболочкой кабеля.

В том случае, когда токоведущие жилы кабелей нагреваются выше допустимых пределов, принимают меры для устранения причины этого явления. Снижают температуру жил кабелей следующими мероприятиями: уменьшая нагрузки на кабели; улучшая вентиляцию в туннелях и каналах; применяя вставки кабелей большего сечения на участках, где наблюдается перегрев кабелей; увеличивая расстояния между кабелями. При выходе из строя кабельной линии в промышленных предприятиях приходится часть работающего оборудования переводить на питание от других (соседних) кабелей. Это может привести к тому, что нагрузка дополнительно нагруженных кабелей окажется в часы максимума нагрузки выше допустимой. Такие перегрузки для кабелей напряжением до 10 кВ допускаются лишь от 15 до 30% только на время ликвидации аварии, но не более пяти суток. Эта перегрузка допускается в том случае, если в период, предшествующий аварии, максимальная нагрузка кабеля не превышала 80% допустимой. Для кабелей напряжением 20 — 35 кВ перегрузка против номинальных значений не разрешается.

При прокладке кабелей в почве, агрессивной по отношению к их металлическим оболочкам (солончаки, болота, насыпной грунт со шлаком и строительным материалом), возникает почвенная коррозия свинцовых оболочек, что приводит к их разрушению. В этих случаях периодически

проверяют коррозионную активность грунта по отношению к свинцовой оболочке кабелей. Такую проверку осуществляют, сравнивая фактическое удельное сопротивление и данные анализа проб грунта и воды с соответствующими допускаемыми значениями, приведенными в "Правилах защиты подземных металлических сооружений от коррозии" Госстроя. Если проверкой будет установлено, что степень почвенной коррозии угрожает целостности кабелей, то принимают соответствующие меры. К ним относятся замена грунта на нейтральный, перекладка кабелей в нейтральный грунт, а также борьба с загрязнением грунта отбросами, действующими разрушающе на металлические оболочки кабелей.

## **21. Техника безопасности при монтаже, эксплуатации и ремонте кабельных линий**

Все работы по техническому обслуживанию электроустановок, проведению в них переключений, выполнению строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытаний и измерений должны проводиться в соответствии с Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, а также в соответствии с целым рядом других Правил и инструкций.

Перед началом проведения работ должен быть выполнен комплекс организационных и технических мероприятий.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При производстве работ на кабельных линиях необходимо соблюдать целый ряд специфических требований. Вот некоторые основные из них.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем допускается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок кабельной линии должно быть произведено контрольное вскрытие линии.

В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда есть угроза обвала, их стены должны быть надежно укреплены.

В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления стен, но с устройством откосов, соответствующих углу естественного откоса грунта. Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка и крепление грунта в выемках глубиной более 2 м должны производиться по плану производства работ. В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и при отсутствии расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более: 1 м – в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах; 1,25 м – в супесях; 1,5 м – в суглинках и глинах.

В плотных связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками можно рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск работников в траншею не допускается. В местах траншеи, где необходимо пребывание работников, должны быть устроены крепления или выполнены откосы.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель следует определить:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале – прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле – сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабелеискательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением.

Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При проколе кабеля следует пользоваться спецодеждой, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз, при этом необходимо стоять на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля.

Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или производитель и ответственный руководитель работ; один из них непосредственно прокалывает кабель, а второй – наблюдает.

Если в результате повреждений кабеля открыты все токоведущие жилы, отсутствие напряжения можно проверять непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

Для заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы заземлитель, погруженный в почву на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне следует посредством хомутов; броня под хомутом должна быть зачищена.

В тех случаях, когда броня подверглась коррозии, допускается присоединение заземляющего проводника к металлической оболочке кабеля. На кабельных линиях электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель, допускается, по усмотрению выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

Вскрывать соединительные муфты и разрезать кабель в тех случаях, когда предварительный прокол не делается, следует заземленным инстру-

ментом, надев диэлектрические перчатки, используя средства защиты лица и глаз, стоя на изолирующем основании.

При перекалке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

Не допускается при прокладке кабеля стоять внутри углов поворота, а также поддерживать кабель вручную на поворотах трассы. Для этой цели должны быть установлены угловые ролики.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, допускается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5°C;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением до 1000 В.

Работу в подземных кабельных сооружениях, а также осмотр со спуском в них, должны выполнять по наряду не менее 3 работников, из которых двое – страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена связь.

Для освещения рабочих мест в колодцах и туннелях должны применяться светильники напряжением 12 В или аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении. Трансформатор для светильников напряжением 12 В должен располагаться вне колодца или туннеля.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современная электроэнергетическая система рассматривается как непрерывно развивающаяся, большая и сложная система, состоящая из взаимосвязанных и управляемых подсистем и занимающая огромное пространство.

Передача и распределение осуществляются с помощью воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов и электроустановок.

Воздушные линии электропередачи применяются для электроснабжения различных объектов (промышленных, городских, сельскохозяйственных) и выполняются на весь спектр существующих напряжений. Воздушные линии электропередачи широко применяются в системах электроснабжения для связи объектов электроснабжения с объединенной электроэнергетической системой.

Кабельные линии электропередачи дороже воздушных линий и используются в тех случаях, когда применение воздушных линий нецелесообразно по причинам архитектурного или экологического характера или невозможно. В частности, кабельные линии являются основным способом передачи электроэнергии потребителям, расположенным на густо застроенной территории городов и насыщенной производственными коммуникациями территории промышленных предприятий.

В настоящее время проектные организации уделяют особое внимание разработке и применению современных прогрессивных решений, способствующих повышению надежности, экономичности и снижению сроков как проектирования, так и строительства проектируемых объектов, в том числе и линий электропередачи.

Для обеспечения экономичной и надежной передачи электроэнергии необходимы проводниковые материалы, обладающие высокой электрической проводимостью и высокой механической прочностью.

Подготовка специалистов в области электроснабжения предусматривает изучение конструктивного исполнения элементов систем электроснабжения, ознакомление с техническими параметрами, областью использования и буквенно-цифровыми обозначениями этих элементов.

В пособии даны основные сведения о конструктивном исполнении воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов и электропроводок, общие сведения об оборудовании, типах и схемах, а также основы механического расчета проводов воздушных и кабельных линий электропередачи и шин конструкций.

Материал учебного пособия может использоваться студентами при выполнении курсовых проектов и выпускных квалификационных работ.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Положение ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе». Утверждено Советом директоров ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (протокол от 30.03.2017 № 262) Москва, 2017. – 195 с.
2. ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009). Напряжения стандартные.
3. Правила устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. – 1168 с.
4. Основы современной энергетики: учеб.: в 2 т. / ред. Е.В. Аметистов. 5-е изд., стер. М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010. – ISSN 978-5-383. Т. 2: Современная электроэнергетика / ред. А.П. Бурман, В.А. Строев. – 2010. – 632 с.
5. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с. – (для бакалавров).
6. Пантелеев Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий / Е.Г. Пантелеев. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 288 с.
7. Ларина Э.Т. Силовые кабели и кабельные линии / Э.Т. Ларина. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 365 с.
8. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г.М. Шалыт. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
9. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: Учебное пособие / Н.В. Грунтович. - М.: НИЦ ИНФРА-М: Новое знание, 2013. - 271 с.: ил.; 60x90 1/16. - (Высшее образование: Бакалавриат). (переплет) ISBN 978-5-16-006952-4,
10. Суворин, А. В. Приемники и потребители электрической энергии систем электроснабжения [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. В. Суворин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 354 с. - ISBN 978-5-7638-2973-0
11. Герасименко, А. А. Статистическое моделирование электрических нагрузок в задаче определения интегральных характеристик систем распределения электрической энергии [Электронный ресурс]: монография / А. А. Герасименко, И. В. Шульгин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 208 с. - ISBN 978-5-7638-2931-0
12. Дайнеко, В.А. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: Учебное пособие / В.А. Дайнеко, Е.П. Забелло, Е.М. Прище-

пова - М.: НИЦ ИНФРА-М, Нов. знание, 2015. - 333 с.: 60x90 1/16. - (Высшее образование) (Переплёт 7БЦ) ISBN 978-5-16-010296-2.

13. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства: Практикум / Г.И. Янукович, И.В. Протосовицкий, А.И. Зеленкевич. - М.: НИЦ ИНФРА-М; Мн.: Нов. знание, 2015. - 516 с.: ил.; 60x90 1/16. - (Высшее образование: Бакалавриат). (п) ISBN 978-5-16-010297-9,

14. Герасименко, А. А. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии [Электронный ресурс]: монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. - 218 с. - ISBN 978-5-7638-2630-2.

15. Коровкин, А. В. Методические указания к курсовому проекту по дисциплине "Воздушные и кабельные линии" / А. В. Коровкин, С. А. Сбитнев ; Владимирский государственный университет (ВлГУ), Кафедра электротехники и электроэнергетики .— Владимир: ВлГУ, 2007 .— 31 с.: ил. — (Для заочного обучения) .— Электронная версия 2006 г. изд. Издание на др. носителе: Методические указания к курсовому проекту по дисциплине "Воздушные и кабельные линии" [Электронный ресурс] / А. В. Коровкин, С. А. Сбитнев ; Владимирский государственный университет (ВлГУ), Кафедра электротехники и электроэнергетики .— Владимир, 2006 .— (Для заочного обучения). <http://e.lib.vlsu.ru:80/handle/123456789/1005>

16. Колесник, Г. П. Современные технические средства передачи электроэнергии [Электронный ресурс] : методические указания к практическим занятиям / Г. П. Колесник ; Владимирский государственный университет имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых (ВлГУ), Кафедра электротехники и электроэнергетики .— Электронные текстовые данные (1 файл: 968 Кб) .— Владимир: ВлГУ, 2015 .— 46 с.: табл. — Заглавие с титула экрана .— Свободный доступ в электронных читальных залах библиотеки .— AdobeAcrobatReader. — <URL:<http://e.lib.vlsu.ru/bitstream/123456789/3968/1/00558.pdf>>.

17. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей в вопросах и ответах: учебно-практическое пособие / авт.-сост. С.С. Бодрухина. – 2-е изд., стер. - КНОРУС, 2012. – 160 с.

18. Правила устройства электроустановок. Вопросы и ответы: учебно-практическое пособие / авт.-сост. С.С. Бодрухина. – КНОРУС, 2011. – 288 с.

19. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.:ил.

20. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; Под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.

21. СТО 34.01-2.2-009-2016. Арматура для воздушных линий электропередачи напряжением 6-110 кВ с защищенными проводами. Общие технические требования. Стандарт организации ПАО «РОССЕТИ». 2016 г.

22. РД 34.20.182-90. Методические указания по типовой защите от вибрации и субколебаний проводов и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ

23. Акимова Н.А., Котеленц Н.Ф., Сентюрихин Н.И. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. Учебное пособие для студентов учреждений среднего проф. образования. – М.: Мастерство, 2002. -296 с.

24. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник. 2-е изд. – М.: Высшая школа, 1979. - 431 с.

25. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. -192 с.

26. Охрана труда. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИНФРА-М, 2003. 263 с.

27. Правила устройства электроустановок. Передача электроэнергии. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. -160 с.

28. Сибикин Ю.Д. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. 5-е изд. – М.: Высшая школа, 2002. -248 с.

29. Пантелеев Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий: Справочник электромонтажника. - 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.-288 с.

*Учебное издание*

БАДАЛЯН Нораир Петикович  
КОЛЕСНИК Григорий Платонович  
АНДРИАНОВ Дмитрий Петрович  
и др.

КАБЕЛЬНЫЕ И ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Учебное пособие

*Издается в авторской редакции*

Подписано в печать 18.04.19.

Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 15,11. Тираж 50 экз.

Заказ

Издательство

Владимирского государственного университета  
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых.  
600000, Владимир, ул. Горького, 87.