

Министерство образования Российской Федерации
Ухтинский государственный технический университет
Сыктывкарский лесной институт

Ю. Я. Чукреев

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие по дисциплине «Электроснабжение»
для студентов специальностей 100*** - «Электропривод
и автоматика промышленных установок и технологических
комплексов», 311400 – Электрификация и автоматизация
сельского хозяйства дневной и заочной форм обучения

Научный редактор – проф., доктор техн. наук З.Х.Ягубов

Ухта-Сыктывкар - 2001

УДК 621,311 (075.8)

Рецензенты:

Автор **Ю.Я. Чукреев**

Научный редактор: – проф., доктор техн. наук З.Х.Ягубов

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ: Учебное пособие по дисциплине «Электроснабжение» / Ю.Я. Чукреев.
Ухта: УГТУ, 2001. – *** с.

Изложены разделы первой части дисциплины «Электроснабжение», приведены основные понятия и классификация приемников электрической энергии, а также основные подходы к определению нагрузок электроприемников. В пособии приведены разделы, в которых рассмотрены режимы работы нейтралей электрических сетей, маркировка и прокладка кабельных линий электропередачи. Теоретическое изложение материала сопровождается числовым примером. Кроме этого приведены варианты заданий на курсовой проект по электроснабжению промышленных предприятий

Библиогр. 6 назв., рис. 30, табл. 33.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Электроприемники и режимы их работы	5
1.1. Основные понятия и классификация электроприемников.....	5
1.2. Основные электроприемники и особенности режимов их работы.....	8
2 Расчет электрических нагрузок	12
2.1. Характеристики электрических нагрузок.....	12
2.2. Показатели графиков нагрузок приемников электрической энергии.....	15
2.3. Методы расчета нагрузок.....	19
2.4. Определение расчетной нагрузки по методу упорядоченных диаграмм.....	21
2.5. Определение электрических нагрузок однофазных электроприемников.....	28
3 Режимы работы нейтралей электрических сетей	33
3.1. Работа сети с изолированной нейтралью.....	33
3.2. Режим работы сети с резонансно-заземленными нейтралями	36
3.3. Режимы работы сети с глухозаземленными и эффективно заземленными нейтралями.....	38
3.4. Способы заземления оборудования.....	39
3.5. Заземляющие устройства и меры электробезопасности	41
4 Кабельные линии в системах электроснабжения	50
4.1. Маркировка кабелей.....	50
4.2. Элементы конструкции кабелей.....	52
4.3. Прокладка кабелей.....	56
4.4. Защита от коррозии и заземление кабелей.....	68
4.5. Обслуживание кабельных линий.....	71
4.6. Маркировка и области применения установочных проводов	73
Библиографический список.....	75
Приложение 1 Пример определения расчетной нагрузки.....	76
Приложение 2 Задание на курсовой проект по электроснабжению промышленных предприятий.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее пособие разработано в связи с постановкой дисциплины «Электроснабжение» для студентов, обучающихся по специальности: 100*** - «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов» дневной и заочной форм обучения. Необходимость данного пособия обусловлена тем, что большинство учебников и учебных пособий по заданной дисциплине не ориентированы на студентов этой специальности и включают вопросы, которые изучаются в других дисциплинах. Кроме того, учебная литература, как правило, ориентирована на отдельные разделы электроснабжения, такие как: электроснабжение промышленных предприятий, электроснабжение городов, электроснабжение транспорта, электроснабжение сельскохозяйственных потребителей.

Для освоения материала пособия требуется знание ранее изученных дисциплин, таких как: теоретические основы электротехники, электрические машины.

1. ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ И РЕЖИМЫ ИХ РАБОТЫ

1.1 Основные понятия и классификация электроприемников

Системой электроснабжения (СЭС) называется совокупность устройств для производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. СЭС создаются для обеспечения питания промышленных, городских, сельскохозяйственных и прочих потребителей.

Проблемы, связанные с электроснабжением потребителей электроэнергии, возникли в связи с широким применением электроэнергии как самой гибкой и удобной формы энергии [1], обеспечивающей работу различных ме-

ханизмов и агрегатов производственного, сельскохозяйственного, транспортного, коммунально-бытового и других назначений.

В общем энергетическом балансе страны доля энергии, потребляемой в промышленности и строительстве, составляет более 70%, следовательно, промышленные предприятия являются основными потребителями электроэнергии. Для городов и поселков основная доля электропотребления ложится на общественно-коммунальные и бытовые нужды населения.

В настоящее время большинство потребителей получают электроэнергию от энергосистем (централизованное электроснабжение). В то же время, наряду с централизованными используются местные источники питания – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), дизельные и др. Сельскохозяйственные потребители обеспечиваются теплом, главным образом, от котельных, а электроэнергией – за счет централизованных и местных источников.

Электроприемником (ЭП) называют электрическую часть установки, получающую электроэнергию от источника и преобразующую ее в другие виды энергии: механическую, тепловую, химическую, световую, энергию электромагнитного и электростатического полей.

По роду тока приемники электроэнергии делятся на группы, использующие:

- постоянный ток;
- переменный ток;
- импульсный ток.

По номинальному напряжению ЭП делятся на:

- приемники напряжением до 1000 В;
- приемники напряжением выше 1000 В.

По режиму нейтрали:

- с глухозаземленной нейтралью;
- с эффективно заземленной через активное сопротивление нейтралью;
- с компенсированной индуктивностью нейтралью;
- с изолированной нейтралью.

По величине токов замыкания на землю:

- с малыми токами (до 500 А);
- с большими токами (более 500 А).

По частоте ЭП делятся на группы, использующие:

- промышленную частоту (50 Гц);
- повышенную частоту (от 50 Гц до 10 кГц);
- пониженную частоту (до 50 Гц);
- высокую частоту (более 10 кГц).

По виду графиков нагрузки электроприемники подразделяются на группы по сходству режимов работы:

– приемники, работающие в режиме продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузки. В этом режиме электрическая машина или аппарат могут работать продолжительное время без повышения установившейся температуры отдельных частей выше допустимой (электродвигатели насосов, вентиляторов, компрессоров и т.п.) (рис. 1.1, а);

– приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период электрической машины или аппарата не настолько длителен, чтобы Температура отдельных частей могла достигнуть установившегося значения. Период остановки настолько длителен, что машина или аппарат практически успевают охладиться до температуры окружающей среды (электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков, гидравлических затворов и т.п.) (рис. 1.1, б);

– приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные периоды работы чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) и длительностью цикла $t_{ц}$. В таком режиме электрическая машина или аппарат могут работать с допустимой для них продолжительностью включения неограниченное время без повышения температуры отдельных частей выше допустимой (электродвигатели кранов, сварочные аппараты и т.п.) (рис. 1.1, в).

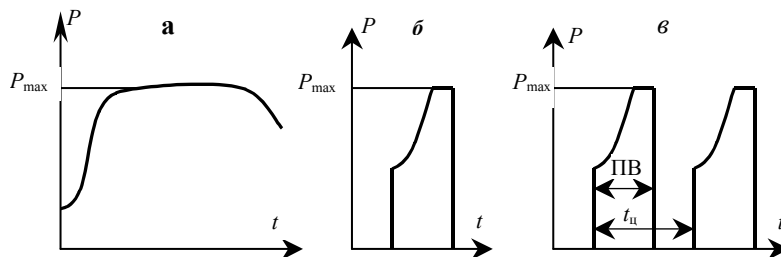


Рис. 1.1. Графики нагрузок:

а - продолжительно неизменный режим; б - кратковременный режим;
в - повторно-кратковременный режим

По степени симметрии нагрузка ЭП электроэнергии может быть трехфазной симметричной (двигатели, трехфазные печи) и несимметричной однофазной или двухфазной, если ее не удастся распределить между фазами равномерно (освещение, однофазные сварочные трансформаторы).

По надежности и бесперебойности питания потребители электроэнергии делятся на три категории.

1. Потребители первой категории – приемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей или большой материальный ущерб, связанный с повреждением оборудования, длительным расстройством сложного технологического процесса.

2. Потребители второй категории – приемники, перерыв в электроснабжении которых связан с существенным недоотпуском продукции, простоем людей и оборудования.

3. Потребители третьей категории – приемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь материальный ущерб, сопоставимый по величине со стоимостью сооружения резервных источников питания.

4. Особая группа потребителей – сверхответственные; для них обязательен независимый источник питания.

По величине пусковых токов различают ЭП с существенными и несущественными пусковыми токами.

Пусковые токи ЭП и их длительность следует считать существенными, когда их учет приводит к коррекции параметров элементов системы электроснабжения, выбранных по токам нормального режима, и несущественными, когда их учет не приводит к такой коррекции.

Существенными чаще всего оказываются пусковые токи асинхронных короткозамкнутых двигателей, превышающие номинальные в 4-7 раз и длящиеся от долей секунды до нескольких секунд. Существенными могут оказаться и регулируемые пусковые токи других двигателей и токи, возникающие в процессе зажигания разрядных ламп (1,5-2 номинальных в течение нескольких минут). Кроме того, значительными являются пусковые токи преобразователей.

Несущественными, благодаря малой длительности (несколько миллисекунд) и, несмотря на большую их кратность по отношению к номинальным токам, оказываются пусковые токи ламп накаливания (кратностью до 6), конденсаторных установок (кратностью до 20).

Установленная мощность является одной из важнейших характеристик ЭП и определяется как сумма номинальных мощностей однородных приемников. При этом следует учитывать, что у различных ЭП номинальная мощность понимается по-разному: а) у электродвигателей номинальная мощность равна мощности на валу при номинальной продолжительности включения; б) у электротехнологических установок – равна полной мощности, потребляемой из сети; в) у ламп накаливания номинальная и потребляемая мощности совпадают; г) у светильников с разрядными лампами номинальная мощность равна мощности ламп без учета потерь мощности в пускорегулирующих устройствах.

В связи с этим при определении установленной мощности ЭП номинальные мощности разнохарактерных потребителей суммируются только после приведения их к одинаковым условиям определения.

Коэффициент мощности является отношением активной мощности к полной и характеризует потребление реактивной мощности. При расчетах по электроснабжению для получения коэффициента мощности используются усредненные значения мощностей, полученные на основе данных электросчетчиков за определенное время (15 или 30 минут, иногда смена).

1.2 Основные электроприемники и особенности режимов их работы

Рассмотрим основные виды ЭП различного технологического назначения, характер их работы и особенности режимов. Соотношение нагрузок ЭП в различных отраслях народного хозяйства приведено в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Процентное соотношение основных видов ЭП в отраслях народного хозяйства

Отрасль народного хозяйства	АД			Ос- ве- ще- ние	Пе- чи ду- го- вые	Печи соп- роти- вле- ния	Сва- рка	Вы- пря- ми- те- ли	Про- чая наг- руз- ка
	СД 6-10 кВ	6-10 кВ	380 В						
1. Металлургия	25	10	36	3	4	7	3	11	1
2. Горнорудная промышленность	21	21	47	5	-	-	-	-	6
3. Химическая промышленность	40	24	28	2	-	2	1	2	1
4. Легкая промышленность	-	6	78	12	-	-	-	-	10
5. Машиностроение	8	5	50	5	7	6	14	3	2
6. Нефтедобывающая промышленность	8	48	30	5	-	-	-	-	9
7. Газовая промышленность	40	57	-	2	-	-	-	-	1
8. Нефтеперерабатывающая промышленность	24	18	50	2	-	-	-	-	2
9. Сельское хозяйство	2	8	28	44	-	-	-	-	18
10. Коммунально-бытовые потребители	6	10	32	30	-	-	1	2	17
11. Электрифицированный транспорт	-	-	-	10	-	-	-	12	-

Синхронные (СД) и асинхронные (АД) двигатели применяются в электроприводах различных производственных и бытовых механизмов.

Электропривод – комплекс электрических машин, аппаратов и систем управления, в котором электродвигатели связаны с исполнительным механизмом и преобразуют электроэнергию в механическую работу.

В электроприводах установок, не требующих регулирования скорости вращения в процессе работы, применяются СД и АД.

Области применения СД и АД определяются на основе технико-экономического расчета. Ориентировочные зоны экономичности двигателей показаны на рис. 1.2.

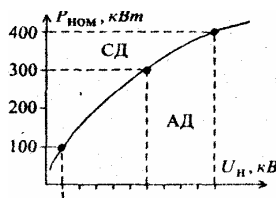


Рис. 1.2. Ориентировочные зоны экономичности СД и АД

АД с фазным ротором применяются в мощных электроприводах с маховиком и при тяжелых условиях работы (преобразовательные агрегаты, шахтные подъемники).

СД имеют ряд преимуществ по сравнению с АД, в силу которых их применяют чаще и даже там, где раньше стояли АД:

- способность СД компенсировать реактивную мощность с меньшими затратами, чем АД в сочетании с конденсаторной батареей;
- повышение перегрузочной способности и устойчивости СД благодаря применению автоматического регулирования возбуждения (АРВ) с форсировкой при снижении напряжения на зажимах ниже $0,85U_{ном}$;
- более высокий КПД СД в сравнении с АД. По ориентировочным данным использование в различных отраслях синхронные и асинхронные двигатели составляет от 65 до 95%, в том числе СД от 8 до 10%, это говорит о том, что нерегулируемые электродвигатели переменного тока являются основными потребителями, на долю которых приходится около 0,7 суммарной мощности.

При необходимости плавного регулирования скорости в широких пределах в основном применяются приводы постоянного тока, что требует установки дорогих преобразователей и аппаратуры управления. Система электропитания и удельная стоимость электроэнергии на постоянном токе дороже, чем на переменном, но регулируемые приводы постоянного тока технологически более эффективны, особенно при необходимости реверса двигателя (прокатные станы).

При необходимости плавного регулирования скорости в широких пределах в основном применяются приводы постоянного тока, что требует установки дорогих преобразователей и аппаратуры управления. Система электропитания и удельная стоимость электроэнергии на постоянном токе дороже, чем на переменном, но регулируемые приводы постоянного тока технологически более эффективны, особенно при необходимости реверса двигателя (прокатные станы).

Электротермические приемники в соответствии с методами нагрева делятся на следующие группы (рис. 1.3):

- дуговые печи для плавки черных и цветных металлов;
- установки индукционного нагрева для плавки и термообработки металлов;
- электрические печи сопротивления;
- электросварочные установки;
- термические коммунально-бытовые приборы.

Особый интерес представляет анализ приемников электроэнергии как электропотребителей для энергетических систем. Особенности работы основных видов ЭП, с одной стороны, определяют их требования к построению схем электропитания, надежности и качеству электроэнергии, поставляемой энергетическими системами, а с другой стороны, влияют на работу самих энергосистем и должны учитываться при решении вопросов их функционирования [2].

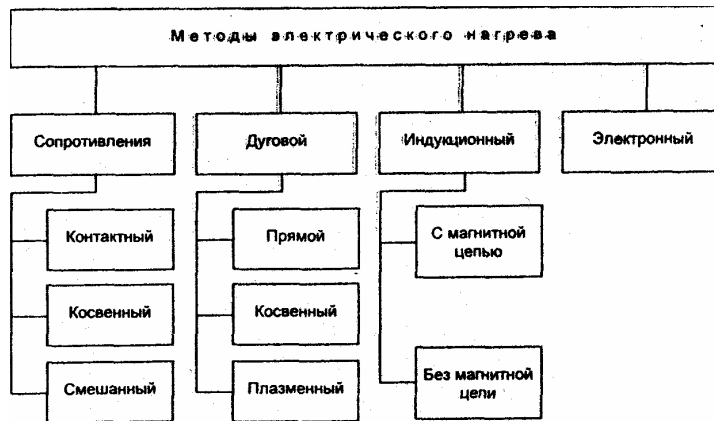


Рис. 1.3. Классификация методов электрического нагрева

Основные виды потребителей электроэнергии и их характеристики в соответствии с классификацией, приведенной в п. 1.1. показаны в табл. 1.2

Таблица 1.2

Анализ электроприемников электроэнергетических систем

№ п/п	Наименование электроприемника	Род тока	$U_{ном},$ кВ	Частота, Гц	Режим работы	Степень симметрии нагрузки	Номинальные мощности, кВт	Коэффициент мощности	Перерыв в питании
1.	Электродвигатели силовых установок:								
1.1	- компрессоры, насосы. Вентиляторы	~	0,22-10	50	НИ	Симметрична	От единиц до тысяч	0,8-0,85	Недопустим
1.2	- подъемно-транспортные механизмы	= ~	0,22-0,4	50	ПКВ	Обычно симметрична	От единиц до сотен	0.3-0,8	Недопустим
2.	Электродвигатели производственных механизмов	~ =	0,22-10	От пониженной до повышенной	НИ ПКВ	Обычно симметрична	От долей единиц до тысяч	В широких пределах	Иногда недопустим по ТБ
3.	Электроосвещение:								
3.1	- лампы накаливания	~	0,06-0,22	50	НИ	Однофазная, при группе несимметрии не более (5-10)%	До 2	1 0,6	Допустим до нескольких секунд
3.2	- газоразрядные лампы	=	0,06-0,22	50	НП		До 2		
4.	Преобразователи:								
4.1	- для электролиза	~, =	6-10	50	НИ	Симметрична	От единиц до тысяч	0,85-0.9 0,7-0,8 0,7-0.8	Допустим от минут до часов Недопустим Допустим по технологии
4.2	- для транспорта	~, =	0,4-35	50	РП	Обычно симметрична			
4.3	- для электрофильтров	~	От спец. тр-ров	50	НИ	Симметрична			
5.	Электродвигатели:								
5.1	- сопротивления	~	До 1	50	НИ	1-, 2-, и 3-фазная	От единиц до тысяч	0,7-0.9 0,05-0,8	Допустимы кратковременные перерывы питания
5.1	- индукционные		От 0.4 и выше	От 50 до 10000	НИ				
5.2	- дуговые		6-10	50	НИ	Симметрична	До десятков тысяч	0,85-0,9	

В таблице: НИ – неизменный режим; ПКВ – повторно-кратковременный режим; НП – непрерывный режим; РП – резкопеременный режим.

2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для выбора рациональной схемы электроснабжения и ее элементов, обеспечивающих надежное, качественное и экономичное электроснабжение потребителей, необходимо правильно определить расчетные нагрузочные токи и мощности приемников электрической энергии [2].

Завышение расчетных токов и мощностей приводит к работе элементов систем электроснабжения в недогруженном, а значит, неэкономичном режиме. Заниженные значения расчетных параметров приводят к выбору элементов системы электроснабжения, не обеспечивающих надежное и качественное электроснабжение потребителей.

2.1. Характеристики электрических нагрузок

Номинальная мощность приемника электроэнергии – это мощность, обозначенная в его паспорте.

Паспортная мощность приемников повторно-кратковременного режима приводится к номинальной длительной мощности (к продолжительности включения ПВ = 100%) по следующим формулам:

а) для электродвигателей $P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп.}} \sqrt{ПВ_{\text{пасп.}}}$;

б) для обычных силовых трансформаторов $S_{\text{ном}} = S_{\text{пасп.}} \sqrt{ПВ_{\text{пасп.}}}$;

в) для трансформаторов сварочных машин

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп.}} \sqrt{ПВ_{\text{пасп.}}} \cos \varphi_{\text{пасп.}} ;$$

г) для трансформаторов электрических печей $P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп.}} \cdot \cos \varphi_{\text{пасп.}}$.

В этих выражениях $ПВ_{\text{пасп.}}$ и $\cos \varphi_{\text{пасп.}}$ паспортные относительная продолжительность включения и коэффициент мощности ЭП.

Групповая номинальная активная мощность – это сумма номинальных активных мощностей n отдельных рабочих ЭП: $P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}$.

Под номинальной реактивной мощностью приемника понимается реактивная мощность, потребляемая им из сети или отдаваемая в сеть, при номинальной активной мощности и номинальном напряжении. Паспортная реактивная мощность приемника повторно-кратковременного режима приводится к длительному режиму по выражению $q_{\text{ном}} = q_{\text{пасп.}} \sqrt{ПВ_{\text{пасп.}}}$.

Групповая номинальная реактивная мощность – это алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей n отдельных рабочих ЭП: $Q_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ном}i}$.

Средняя нагрузка. Суммарная средняя нагрузка группы ЭП дает возможность приближенно оценить нижний предел возможных значений расчетной нагрузки. Средние активная и реактивная нагрузки группы приемников за любой интервал времени определяются по выражениям:

$$P_c = \frac{\int_0^t p(t) dt}{t}, \quad Q_c = \frac{\int_0^t Q(t) dt}{t} .$$

В условиях эксплуатации средние нагрузки рассматриваются за определенный характерный интервал времени, например за время цикла $t_{\text{ц}}$, и определяются по показаниям счетчиков активной (\mathcal{E}_a) и реактивной (\mathcal{E}_p) электроэнергии с помощью следующих выражений:

$$P_c = \mathcal{E}_a / t_{\text{ц}}; \quad Q_c = \mathcal{E}_p / t_{\text{ц}} .$$

Важное значение в расчетах нагрузок, а также расхода потерь электроэнергии имеют средняя нагрузка за наиболее загруженную смену P_c (или Q_c) и среднегодовая нагрузка $P_{\text{ср}}$ (или $Q_{\text{ср}}$). Наиболее загруженной сменой считается смена с наибольшим потреблением активной энергии данной группой ЭП. Для средней нагрузки за время $t_{\text{см}}$ наиболее загруженной смены можно записать:

$$P_c = \mathcal{E}_{a_{\text{см}}} / t_{\text{см}}; \quad Q_c = \mathcal{E}_{p_{\text{см}}} / t_{\text{см}} .$$

Среднегодовая нагрузка определяется как отношение годового расхода активной или реактивной энергии к годовому фонду рабочего времени $T_{\text{г}}$, т.е. $P_{\text{ср}} = \mathcal{E}_a / T_{\text{г}}$, $Q_{\text{ср}} = \mathcal{E}_p / T_{\text{г}}$.

Время $T_{\text{г}}$ не следует смешивать с годовым числом часов использования максимума активной нагрузки $T_{\text{макс}}$, определяемым по формуле $T_{\text{макс}} = \mathcal{E}_a / P_{\text{м}}$ ($P_{\text{м}}$ – максимальная активная нагрузка).

Максимальная нагрузка. Максимальные значения активной нагрузки отдельного ЭП $p_{\text{см}}$ и группы ЭП $P_{\text{см}}$, реактивной нагрузки $q_{\text{см}}$, $Q_{\text{см}}$ и тока $i_{\text{см}}$, $I_{\text{см}}$ представляют собой наибольшие из соответствующих средних величин за некоторый промежуток времени.

В течение сменного графика нагрузки может быть несколько периодов ее повышения, поэтому определяют среднеквадратичные нагрузки за каждый период времени и выбирают наибольшую из них (рис. 2.1, $P'_{\text{см}}$). Наибольшая величина среднеквадратичной нагрузки и является расчетной нагрузкой, по которой следует выбирать элементы системы электроснабжения по нагреву. Однако нахождение среднеквадратичной нагрузки представляет сложную задачу. Поэтому обычно определяют не среднеквадратичную, а среднюю нагрузку за период осреднения. Такой расчет является приближенным, но он значительно проще и не вносит существенных ошибок.

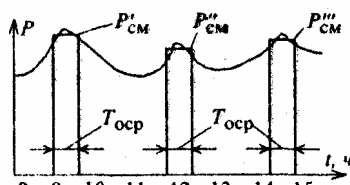


Рис. 2.1. Различные максимальные средние нагрузки $P_{см}$ за время $T_{оср} = 30 \text{ мин}$

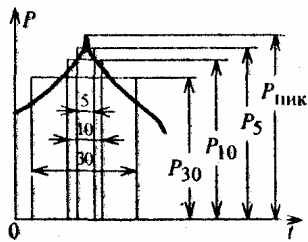


Рис. 2.2. Максимальные нагрузки различной длительности

во времени нагрузку $P_{рп}$, которая вызывает в проводнике тот же тепловой износ изоляции, что и заданная переменная нагрузка $P(t)$.

Нагрев проводника является результатом воздействия на него нагрузки за некоторый период времени, поэтому средняя нагрузка за интервал времени T более точно характеризует нагрев проводника, чем наибольшая (пиковая) нагрузка в том же интервале. При оценке максимального нагрева проводника или другого элемента системы электроснабжения правильнее было бы определять среднеквадратичную нагрузку за период времени, который меньше длительности одной смены, так как в этом интервале проводник успевает нагреться и остыть несколько раз. Однако этот период времени не может быть и слишком малым, поскольку нагрев проводника не достигнет установившегося значения.

Существует оптимальная длительность интервала осреднения $T_{оср}$, при которой среднеквадратичная нагрузка при прочих равных условиях будет удовлетворительно характеризовать изменение нагрева проводника. На рис. 2.3 приведено изменение нагрузки за различные интервалы осреднения. Интервал $T'_{оср}$, слишком мал, и проводник за

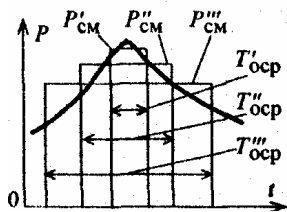


Рис. 2.3. График нагрузок с различным временем осреднения

это время не успевает нагреться до установившегося значения, а интервал $T'''_{оср}$, слишком большой, проводник успевает нагреться и к концу интервала даже остыть. Оптимальный интервал осреднения $T''_{оср}$ должен быть равен трем постоянным времени нагрева проводника, т.е. $T_{оср} = 3 \cdot T_0$.

Для практических расчетов за основу берется постоянная времени нагрева наиболее часто применяемых проводников малых и средних сечений $T_0 = 10 \text{ мин}$. Таким образом, в качестве интервала осреднения $T_{оср}$ принимают 30-ти минутный (получасовой) максимум нагрузки. За это время нагрев проводника достигает 95% установившегося значения. Наибольшая из средних нагрузок за интервал времени $T_{оср} = 3 \cdot T_0$ принимается в качестве расчетной величины $P_{р} \approx P_{см}$. В системах электроснабжения, именно по этой величине (по условию нагрева) выбирается вся аппаратура, кабели, трансформаторы и т.д.

2.2. Показатели графиков нагрузок приемников электрической энергии

При расчетах нагрузок применяются показатели (коэффициенты) графиков нагрузок, характеризующие режим работы приемников электроэнергии.

Коэффициенты графиков нагрузок определяются для индивидуального и группового графиков активной и реактивной нагрузок или тока. В связи с этим принята следующая система обозначений:

1. Коэффициенты индивидуальных и групповых графиков обозначаются соответственно строчной k или прописной K .
2. Вид коэффициента определяется индексом, состоящим из начальных букв его названия.
3. Коэффициенты графиков активной мощности имеют индекс «а», реактивной мощности – «р», тока – «I».

Например, $K_{за}$ означает коэффициент заполнения группового графика нагрузки по активной мощности.

Коэффициентом использования активной мощности приемника $k_{на}$ или группы приемников $K_{на}$ называется отношение средней активной мощности отдельного приемника (или группы их) к номинальной активной мощности этого приемника (или группы их):

$$k_{на} = \frac{P_c}{P_{ном}}; \quad K_{на} = \frac{P_c}{P_{ном}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{на_i} \cdot P_{ном_i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}}$$

Этот коэффициент, как и средние нагрузки p_c , P_c , относится к смене с наибольшей загрузкой ЭП, но может быть отнесен и к другому периоду времени.

Коэффициентом включения приемника k_b называется отношение продолжительности включения t_b приемника за время цикла ко всей продолжительности цикла $t_{ц}$ (время включения приемника за цикл состоит из времени работы t_p и времени холостого хода t_x): $k_b = t_b / t_{ц} = (t_p + t_x) / t_{ц}$.

Коэффициентом включения группы приемников или групповым коэффициентом включения K_b называется средневзвешенное значение коэффициентов включения, определяемое по формуле

$$K_b = \frac{\sum_{i=1}^n k_{b_i} \cdot P_{ном_i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}}.$$

Коэффициентом загрузки приемника по активной мощности $k_{за}$ называется отношение фактически потребляемой или средней активной мощности P_c за время включения t_b в течение времени цикла $t_{ц}$ к его номинальной мощности;

$$k_{за} = \frac{1}{P_{ном}} \frac{1}{t_b} \int_0^{t_{ц}} p(t) dt = \frac{P_c}{P_{ном}} \frac{t_{ц}}{t_b} = \frac{k_{на}}{k_b}.$$

Групповым коэффициентом загрузки по активной мощности называется отношение группового коэффициента использования к групповому коэффициенту включения:

$$K_{за} = \frac{K_{на}}{K_b} = \frac{P_c}{P_{ном}} \frac{t_{ц}}{t_b}.$$

Коэффициент загрузки, как и коэффициент включения, связан с технологическим процессом и изменяется с изменением режима работы приемника.

Коэффициентом формы индивидуального или группового графиков нагрузок $k_{фа}$, $K_{фа}$ называется отношение среднеквадратичной активной мощности приемника или группы приемников за определенный период времени к ее среднему значению за тот же период:

$$k_{фа} = \frac{P_{ск}}{p_c}; \quad K_{фа} = \frac{P_{ск}}{P_c}.$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика во времени. Свое наименьшее значение, равное единице, он принимает при нагрузке, неизменной во времени. Для большинства электроприемников с достаточно ритмичным процессом производства коэффициент формы изменяется в пределах от 1,05 до 1,15.

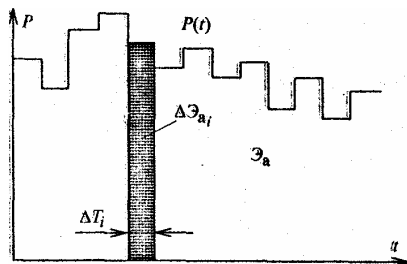


Рис. 2.4. Групповой график нагрузок по активной мощности

В условиях эксплуатации коэффициент формы определяют по показаниям счетчиков активной энергии (рис. 2.4), используя формулу

$$K_{фа} = \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^m (\Delta \mathcal{E}_{a_i})^2}}{\mathcal{E}_a},$$

в которой m – число интервалов разбиения графика;

$\Delta \mathcal{E}_{a_i}$ – расход активной электроэнергии за время $\Delta T = T/m$; \mathcal{E}_a – расход активной электроэнергии за некоторый период времени T , например сутки.

Используя связь между индивидуальными и групповым коэффициентами формы графиков нагрузок ЭП одного режима работы, введем понятие приведенного (эффективного) числа электроприемников $n_э$,

$$K_{фа} = \sqrt{1 + \frac{K_{фа}^2 - 1}{n_э}}, \quad (2.1)$$

$$\text{где } n_э = \frac{P_{ном}^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}^2} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном_i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}^2}.$$

Приведенное число электроприемников $n_э$ есть такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которые обуславливают ту же расчетную нагрузку, что и группа различных по номинальной мощности и режиму работы приемников электроэнергии. Понятие приведенного числа электроприемников позволяет заменить группу разнородных ЭП эквивалентной группой одинаковых, что существенно упрощает расчеты. Величина приведенного числа приемников электроэнергии $n_э$ всегда меньше реального числа ЭП n или равна ему. Если все ЭП группы имеют одинаковую номинальную мощность, то

$$n_э = \frac{(np_{ном_i})^2}{np_{ном_i}^2} = n. \quad (2.2)$$

Согласно выражению (2.1) при $n_3 \rightarrow \infty$ имеем $K_{фа} \rightarrow 1$. Это означает, что при неограниченном возрастании числа электроприемников групповой график нагрузок стремится к постоянной величине $P(t) = const$.

Коэффициентом максимума активной мощности называется отношение расчетной активной нагрузки к средней нагрузке за исследуемый период времени $K_{ма} = P_p / P_{см}$. Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены. Обычно коэффициент максимума характеризует групповые графики нагрузок.

Коэффициент максимума $K_{ма}$, связывая две найденные из группового графика величины – расчетную и максимальную среднюю нагрузки, представляет собой важную характеристику графика. Величина коэффициента максимума $K_{ма}$ зависит от приведенного числа электроприемников n_3 и ряда коэффициентов, характеризующих режим потребления электроэнергии данной группой ЭП.

При расчете электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм (см. рис. 2.4) используется приближенная аналитическая зависимость $K_{ма}$ от основных показателей режима работы отдельных независимых ЭП и их

приведенного числа $K_{ма} = \left(1 + \frac{3\sqrt{K_{фкиа}^2 - 1}}{\sqrt{n_3}} \right) \cdot (AK_{фа} - B)$.

В этом выражении $K_{фа} = \sqrt{1 + \frac{k_{фкиа}^2}{n_3 - 3(k_{фкиа}^2 - 1)} \left(\frac{k_{фва}^2}{k_{фкв}^2} \cdot \frac{1}{k_{вс}} - 1 \right)}$; $A = 4,8$ и $B = 3,1$ при $1 \leq K_{фа} \leq 1,1$; $A = 2,8$ и $B =$

$1,67$ при $1,1 < K_{фа} \leq 1,5$; $K_{фкиа}$ и $K_{фкв}$ – коэффициенты формы упорядоченных диаграмм индивидуальных коэффициентов использования по активной мощности и включения; $K_{фва}$ – коэффициент формы индивидуального графика за время включения; $K_{вс}$ – среднее значение коэффициента включения.

Для упрощения расчетов экспериментально построены семейства кривых $K_{ма} = f(n_3)$ при различных значениях

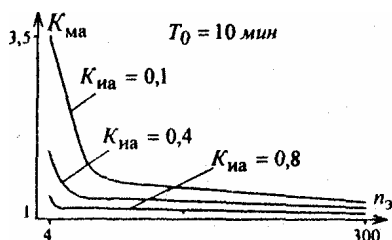


Рис. 2.6. Зависимости различных $K_{ма} = f(n_3)$ для различных $K_{иа}$.

коэффициента использования $K_{иа}$ (рис. 2.5). Кривые рассчитаны для приведенного числа ЭП n_3 , от 4 до 300. Кроме указанных кривых в справочниках приводятся соответствующие табличные зависимости.

Кривые $K_{ма} = f(n_3)$ построены для постоянной нагрева проводника $T_0 = 10$ мин, т.е. для длительности интервала осреднения $T_{оср} = 3T_0$ (так называемого получасового максимума). При выборе проводов и кабелей, имеющих иные постоянные времени T_0 , коэффициент максимума должен быть пересчитан по формуле:

$$K_{маг} = 1 + \frac{K_{ма} - 1}{\sqrt{2T}}, \quad (2.3)$$

в которой $K_{ма}$ – коэффициент максимума при $T_{оср} = 30$ мин, найденный по кривым $K_{ма} = f(n_3)$.

Коэффициентом спроса по активной мощности называется отношение расчетной активной нагрузки к номинальной активной мощности группы приемников $K_{са} = \frac{P_p}{P_{ном}} = \frac{P_p}{P_c} \frac{P_c}{P_{ном}} = K_{ма} \cdot K_{иа}$. Коэффициент спроса отно-

сится к групповым графикам. Значения $K_{са}$ для различных групп приемников в различных отраслях промышленности для различных производств и предприятий определяются из опыта эксплуатации и принимаются при проектировании по справочным материалам.

Коэффициентом заполнения графика нагрузок по активной мощности называется отношение средней активной нагрузки к расчетной за исследуемый период времени $K_{зга} = \frac{P_c}{P_p} = \frac{1}{K_{ма}}$.

Средняя нагрузка P_c берется за наиболее нагруженную смену, а расчетная нагрузка $P_p = P_{30}$ – за получасовой максимум нагрузки. Коэффициент заполнения графика нагрузок характеризует групповые графики и используется для оценки суточных и годовых графиков нагрузок. При проектировании $K_{зга}$ принимается по справочным материалам.

2.3. Методы расчета нагрузок

Основные методы определения расчетных (ожидаемых) электрических нагрузок, применяемые в настоящее время при проектировании электроснабжения, могут быть разделены на три группы.

1. Методы, определяющие расчетную нагрузку путем умножения номинальной мощности на коэффициент, меньший единицы $P_p = k_1 P_{ном}$. К этой группе следует отнести метод определения расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса.

2. Методы, определяющие расчетную нагрузку путем умножения средней нагрузки на коэффициент, который больше единицы или равен ей $P_p = k_2 P_{ном}$. К этой группе относятся следующие методы определения расчетной нагрузки: по средней нагрузке и коэффициенту формы графика нагрузки; по средней нагрузке и коэффициенту максимума нагрузки (метод упорядоченных диаграмм); по средней нагрузке и среднеквадратичному отклонению (статистический метод).

3. Особую группу составляют методы определения расчетных нагрузок по удельным показателям производства, а именно: по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции; по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Характерные расчетные точки. В системе электроснабжения существует несколько характерных точек, в которых необходимо определять расчетные электрические нагрузки. Расчет нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электроснабжения. На рис. 2.6 представлен фрагмент системы электроснабжения промышленного предприятия с указанием в кружках наиболее характерных узлов.

1. Отдельные ЭП напряжением до 1000 В. Определение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения провода или кабеля, питающего данный ЭП, и аппарата их присоединения к низковольтному распределительному пункту (РП) или питающей линии.

2. Группа ЭП напряжением до 1000 В. Нахождение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения радиальной линии или распределительной магистрали, питающей данную группу приемников, и аппарата их присоединения к главному распределительному пункту напряжением до 1000 В.

3. Линии, подключенные к секциям шин напряжением до 1000 В цеховой трансформаторной подстанции (ТП), по которым питаются отдельные крупные приемники электроэнергии, распределительные пункты, магистрали. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения отходящих линий и коммутационных аппаратов.

4. Секции шин напряжением до 1000 В цеховой ТП или главная магистраль блока трансформатор-магистраль. Нахождение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, сечения и материала шин цеховой ТП или главной магистрали и отключающих аппаратов, устанавливаемых на стороне низшего напряжения цеховых трансформаторов.

5. Линии, подключенные к распределительному пункту (РП) напряжением 6, 10 кВ, по которым питаются цеховые ТП, высоковольтные ЭП (двигатели, печи и т.д.). Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, питающих цеховые ТП и высоковольтные ЭП, а также отключающих аппаратов.

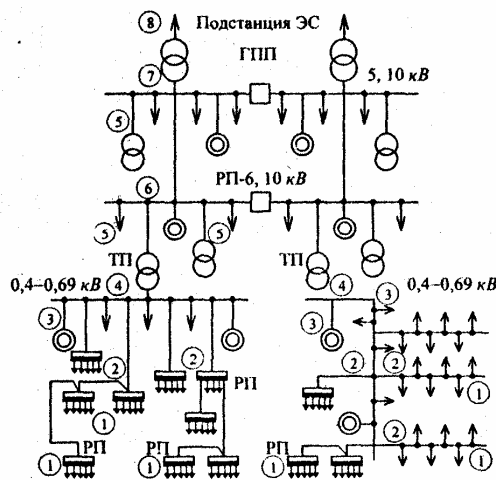


Рис. 2.6. фрагмент системы электроснабжения промышленного предприятия

6. Секции шин распределительного пункта напряжением 6, 10 кВ. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения и материала шин РП, сечения линии, питающих каждую из секций РП и выключателей со стороны шин главной понизительной подстанции (ГПП).

7. Секции шин главной понизительной подстанции напряжением 6, 10 кВ. Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых на ГПП, выбора сечения и материала шин и выключателей, устанавливаемых на стороне низшего напряжения ГПП.

8. Линии высшего напряжения 35 ÷ 220 кВ ГПП. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий к источникам питания.

2.4. Определение расчетной нагрузки по методу упорядоченных диаграмм

Основные положения и допущения. В методе используется следующие положения [2].

1. В разделе. 2.1 показано, что для любого заданного графика нагрузки могут быть найдены два значения расчетной нагрузки: по пику температуры нагрева P_{p1} и тепловому износу изоляции P_{p2} . В методе принят первый критерий, поскольку установление расчетной нагрузки по тепловому износу изоляции требует конкретных исследований свойств изоляции различных марок проводов и кабелей.

2. В основу определения расчетной нагрузки положен принцип максимума средней нагрузки. В качестве расчетной нагрузки P_p принимается максимальная средняя нагрузка за интервал времени $T = 3T_0$.

3. За интервал осреднения принято время $T_{оср.} = 30 \text{ мин}$ – время нагрева проводника. При этом с целью унификации расчетов данный интервал принят одинаковым для выбора как сечений проводов и кабелей, так и для трансформаторов. Несмотря на явное несоответствие этого интервала осреднения режиму нагрева проводников больших сечений и особенно трансформаторов, такой принцип расчета прост и дает достаточно хорошие результаты.

Расчетная активная нагрузка группы приемников с переменным графиком нагрузки на всех ступенях питающих и распределительных сетей определяется по максимальной средней нагрузке и коэффициенту максимума:

$$P_p = K_{ма} P_{см} = K_{ма} K_{иа} P_{ном}, \quad (2.4)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка группы ЭП при длительности интервала осреднения $T_{оср.} = 30 \text{ мин}$, или так называемом полчасовом максимуме нагрузки; $K_{ма}$ – коэффициент максимума активной нагрузки при длительности интервала осреднения 30 мин , определяемый по кривым $K_{ма} = f(n_э, K_{иа})$ (см. рис. 2.7) или справочным таблицам (см. табл. 2.1); $P_{см}$ – максимальная средняя активная нагрузка группы приемников за наиболее загруженную смену; $K_{иа}$ – коэффициент использования активной мощности для наиболее загруженной смены; $P_{ном}$ – номинальная мощность группы ЭП.

Если выбираемый по нагреву проводник имеет постоянную времени T_0 , значительно превышающую 10 мин , то расчетная нагрузка, определяемая по 30-минутному интервалу осреднения, должна быть пересчитана на другой временной интервал, большей длительности по формуле:

$$P_{рт} = K_{мат} P_{см}. \quad (2.5)$$

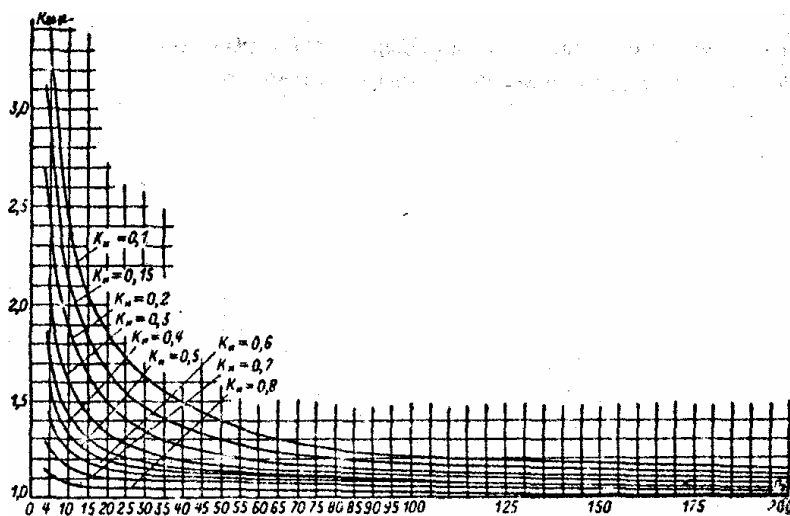


Рис. 2.7. Кривые коэффициентов максимума $K_{ма}$ для различных коэффициентов использования $K_{иа}$ в зависимости от $n_э$.

Здесь $P_{рт}$ и $K_{мат}$ – расчетная нагрузка и коэффициент максимума при длительности интервала осреднения $T_{оср} > 30 \text{ мин}$. Коэффициент $K_{мат}$ определяется по формуле (2.3).

Эффективное число электроприемников $n_э$ находится по формуле (2.2). Значения $K_{иа}$ как для отдельных ЭП, так и характерных групп принимаются по справочным данным. В тех случаях, когда найденное $n_э$, оказывается больше n , его значение принимается равным n . При $K_{иа} < 0,2$ эффективное число ЭП определяется по табл. 2.2. Порядок определения $n_э$ следующий: выбирается наибольший по номинальной мощности ЭП рассматриваемого узла; выбираются наиболее крупные ЭП, номинальная мощность каждого из которых равна половине мощности наибольшего ЭП или больше ее; подсчитывается их число n_1 и их мощность $P_{ном1}$, а также суммарная номинальная мощность всех рабочих ЭП рассматриваемого узла $P_{ном}$; находятся относительные значения эффективного числа и мощности крупных электроприемников $n_{1*} = n_1 / n$, $P_{1*} = P_{ном1} / P_{ном}$; по полученным значениям n_{1*} и P_{1*} по табл. 2.2 определяется относительная величина эффективного числа ЭП $n_{э*}$, а затем находится $n_э = n_{э*} n$.

Расчетная реактивная нагрузка группы ЭП с переменным графиком нагрузки принимается:

$$Q_p = 1,1 Q_{см} = 1,1 K_{иа} P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad \text{при } n_э \leq 10;$$

$$Q_p = Q_{см} = K_{иа} P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad \text{при } n_э > 10,$$

где $Q_{см}$ – максимальная средняя реактивная нагрузка группы приемников за наиболее загруженную смену; $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности.

$$\text{Полная расчетная нагрузка } S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Определение расчетной нагрузки по формулам (2.4) и (2.5) возможно только при приведенном числе ЭП $n_э \geq 4$, так как кривые $K_{ма} = f(n_э, K_{иа})$ определены только с $n_э = 4$. При эффективном числе ЭП $n_э < 4$ рекомендуются следующий упрощенный способ определения расчетной нагрузки. Расчетная нагрузка группы, содержащей три ЭП и

менее ($n_э \leq 3$), принимается равной сумме их номинальных мощностей, т.е. $P_p = \sum_{i=1}^n P_{ном_i}$ и

$Q_p = \sum_{i=1}^n q_{\text{ном}_i} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ном}_i}$. Здесь n – число фактических ЭП в группе (до трех); $\text{tg} \varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент мощности i -го приемника.

Таблица 2.1

Коэффициенты максимума $K_{\text{ма}}$ для различных коэффициентов использования $K_{\text{иа}}$ в зависимости от n ,

n	Значение $K_{\text{ма}}$ при $K_{\text{иа}}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,01
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,10	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

Примечание. При $n > 200$ величина $K_{\text{ма}}$ принимается равной единице.

Таким образом, для ответвлений от распределительных шкафов или магистралей к отдельным ЭП единственным параметром для расчета их по нагреву является номинальная мощность электроприемника. При числе фактических ЭП больше трех ($n > 3$), но при эффективном их числе меньше четырех максимальная нагрузка может быть принята как для группы приемников электроэнергии с n , равным четырем, но не менее суммы номинальных мощностей трех наибольших ЭП.

Расчетная нагрузка для электроприемников с маломеняющимся графиком. Для групп ЭП длительного режима работы с практически постоянным графиком нагрузки ($K_{\text{иа}} \geq 0,6$; $K_{\text{в}} \approx 1$ и коэффициент заполнения графика нагрузки за наиболее загруженную смену $K_{\text{зга}} \geq 0,9$) коэффициент максимума $K_{\text{ма}}$ может быть принят равным единице, а расчетная нагрузка группы таких ЭП – равной максимальной средней за наиболее загруженную смену, т.е. $P_p = K_{\text{ма}} K_{\text{иа}} P_{\text{ном}} = K_{\text{иа}} P_{\text{ном}}$; $P_p = P_{\text{см}}$; $Q_p = Q_{\text{см}}$.

Определение расчетной нагрузки рассмотренными упрощенными способами приводит, как правило, к завышенному результату и допускается только для небольшой группы ЭП. Расчетная реактивная нагрузка от синхронных двигателей принимается равной максимальной средней за наиболее загруженную смену, а от статических конденсаторов – номинальной мощности с пересчетом последней на фактическое напряжение сети.

Определение пиковых нагрузок. Пиковыми называются максимальные нагрузки длительностью 1÷2 с. Величина пикового тока используется при расчете колебаний напряжения, выборе уставок защит, для проверки на самозапуск двигателей. Пиковый ток группы электродвигателей с длительным режимом работы определяется как арифметическая сумма наибольшего из пусковых токов двигателей, входящих в группу, и расчетного (среднего) тока нагрузки всей группы приемников за вычетом расчетного тока двигателя, имеющего наибольший пусковой ток:

$$I_{\text{пик.}} = i_{\text{п.макс}} + (I_p - k_{\text{и}} i_{\text{н.макс}}). \quad (2.6)$$

Здесь $i_{\text{п.макс}}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе; $i_{\text{н.макс}}$ – номинальный (приведенный к ПВ=100%) ток; $k_{\text{и}}$ – коэффициент использования двигателя; I_p – расчетный ток нагрузки всех ЭП группы.

В тех случаях, когда в группе имеются достаточно мощные синхронные двигатели, а число двигателей в группе мало и их номинальные мощности резко различаются, пиковый ток может быть определен более точно:

$$I_{\text{пик.}} = i_{\text{п.макс}} + k'_{\text{ма}} \frac{\sqrt{(P_{\text{см}} - p_{\text{см}})^2 + (Q_{\text{см}} - q_{\text{см}})^2}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}},$$

где $P_{\text{см}}$, $Q_{\text{см}}$ – суммарные максимальные средние активная и реактивная нагрузки ЭП всей группы за наиболее загруженную смену; $k'_{\text{ма}}$ – коэффициент максимума для группы ЭП без учета двигателя, имеющего наи

Таблица 2.2

Относительные значения аффективного числа электроприемников $n_{э*}$ в зависимости от n_{1*} и P_{1*}

n_{1*}	P_{1*}																		
	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,010	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024	0,030	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047	0,059	0,076	0,10	0,14	0,20	0,32	0,52
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,01	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,31	0,71
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,15	0,18	0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,90
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,70	0,83	0,92
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20	0,24	0,23	0,33	0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,10	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,40	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,15	0,14	0,16	0,17	0,20	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56	0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95	
0,20	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,93	0,95		
0,25	0,24	0,25	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95			
0,30	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,60	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95				
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,50	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95					
0,40	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93	0,95						
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,70	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95							
0,50	0,48	0,53	0,58	0,64	0,70	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95								
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95	1								
0,60	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95										
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95											
0,70	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95												
0,75	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95													
0,80	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95														
0,85	0,80	0,88	0,93	0,95															
0,90	0,85	0,92	0,95																
1,00	0,45																		

Примечание: Для промежуточных значений рекомендуется брать ближайшие меньшие значения $n_{э}$.

большой пусковой ток; $p_{см}, q_{см}$ – максимальные средние активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену двигателя, имеющего наибольший пусковой ток.

В качестве наибольшего пикового тока одного приемника принимаются для двигателей – пусковой ток, для печных и сварочных трансформаторов – пиковый ток по паспортным данным. При отсутствии паспортных данных пусковой ток АД с короткозамкнутым ротором и СД может быть принят равным 5-кратному номинальному, пусковой ток двигателей постоянного тока и АД с фазным ротором – 2-2,5-кратному номинальному, пиковый ток печных и сварочных трансформаторов – не менее 3-кратного номинального. Пиковый ток группы двигателей, которые могут включаться одновременно, необходимо принимать равным сумме пусковых токов этих двигателей.

Для ламп накаливания и печей сопротивления мощностью до 500 Вт $I_{пик} = I_p$, так как толчки при включении этих элементов кратковременны и влияния на качество электрической энергии практически не оказывают. Для более мощных ламп накаливания и ртутно-дуговых ламп кратность пикового тока достигает 12÷14, что в некоторых случаях приводит к отключению автоматов и перегоранию предохранителей.

Для дуговых сталеплавильных печей пиковые нагрузки возникают при обвалах шихты на электроды в период расплава и при эксплуатационных коротких замыканиях. Величина пикового тока достигает 3 - 3,5 I_n при длительности до нескольких секунд, пока не сработает автоматика подъема электродов.

Расчет электрических нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения. При определении расчетных нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения промышленного предприятия (по распределительному щиту 0,4 кВ, отделению, цеху, группе цехов, предприятию в целом) используется одна и та же методика.

В общем случае в узле системы электроснабжения могут быть ЭП с переменными ($K_{на} < 0,6$) и маломеняющимся ($K_{на} \geq 0,6$) режимами работы. Первые ЭП условно относят к группе А, вторые – к группе Б.

Расчетные нагрузки узла, состоящего из ЭП групп А (m электроприемников) и Б (f электроприемников), находятся по выражениям:

$$P_{пуз} = K_{ма} \sum_{i=1}^m P_{см_i} + \sum_{j=1}^f P_{см_j} = P_{рА} + P_{рБ};$$

$$Q_{пуз} = 1,1 \sum_{i=1}^m Q_{см_i} + \sum_{j=1}^f Q_{см_j} = Q_{рА} + Q_{рБ}, \quad \text{при } n_3 \leq 10$$

$$Q_{пуз} = \sum_{i=1}^m Q_{см_i} + \sum_{j=1}^f Q_{см_j} = Q_{рА} + Q_{рБ}, \quad \text{при } n_3 > 10$$

$$S_{пуз} = \sqrt{P_{пуз}^2 + Q_{пуз}^2}.$$

где $P_{пуз}, Q_{пуз}, S_{пуз}$ – расчетные активная, реактивная и полная нагрузки узла; $K_{ма}$ – коэффициент максимума по активной мощности всех ЭП с переменным режимом работы; $P_{см_i}, Q_{см_i}$ – максимальные средние активная и реактивная нагрузки i -го ЭП или нескольких однотипных ЭП с переменным режимом работы; $P_{см_j}, Q_{см_j}$ – то же для ЭП с маломеняющимся режимом работы; $P_{рА}, P_{рБ}$ и $Q_{рА}, Q_{рБ}$ – расчетные активные и реактивные нагрузки соответственно групп А и Б.

2.5. Определение электрических нагрузок однофазных электроприемников

Электроприемники в общем случае могут быть как трехфазные, так и однофазные, последние подключаются на линейное или фазное напряжение (рис. 2.8), Однофазными ЭП могут быть сварочные трансформаторы, печи сопротивления, асинхронные двигатели и т.д.

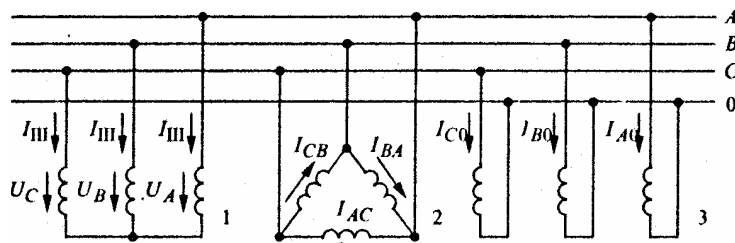


Рис. 2.8. Схемы включения трехфазных и однофазных электроприемников:
1 – трехфазные; 2 – однофазные, включенные на линейное напряжение;
3 – однофазные, включенные на фазное напряжение

Однофазные ЭП считаются равномерно распределенными по фазам, если неравномерность нагрузки по фазам – разность номинальных мощностей наиболее и наименее загруженных фаз не превышает 15% суммарной номинальной мощности трехфазных и однофазных ЭП рассматриваемого узла. Условная трехфазная номинальная мощность принимается равной суммарной номинальной мощности всех однофазных ЭП. Если неравномерность нагрузки более 15%, то расчетная нагрузка определяется по наиболее загруженной фазе. Для определения наиболее загруженной

фазы рассмотрим общий случай включения ЭП в узле (см. рис. 2.8). При определении токов в линейных проводах трехфазной сети используем разложение векторов тока в каждой фазе на активные и реактивные составляющие. Проекции векторов токов на оси, совпадающие с фазными напряжениями, являются активными, а проекции векторов токов на перпендикулярные оси – реактивными составляющими токов.

На рис. 2.9 приведена векторная диаграмма токов трехфазной и однофазных нагрузок в фазе A . Здесь обозначено: I_{III} – ток, обусловленный

трехфазными ЭП; I_{BA} , I_{CA} – токи, обусловленные однофазными ЭП, включенными на линейные напряжения; I_{A0} – ток, обусловленный однофазными ЭП, включенными на фазное напряжение. Напряжение фазы A совмещено с вещественной осью (+).

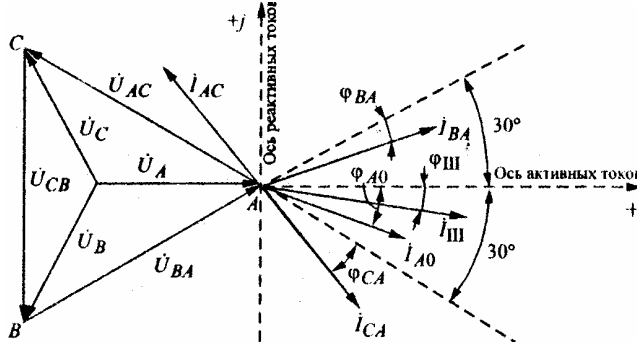


Рис. 2.9. Векторная диаграмма токов трехфазной и однофазной нагрузок в фазе A

Активный ток в фазе A :

$$\begin{aligned} I_A^{\text{ак}} &= I_{BA} \cos(30^\circ - \varphi_{BA}) + I_{CA} \cos(30^\circ + \varphi_{CA}) + I_{III} \cos \varphi_{III} + I_{A0} \cos \varphi_{A0} = \\ &= I_{BA} \cos 30^\circ \cos \varphi_{BA} + I_{BA} \sin 30^\circ \sin \varphi_{BA} + I_{CA} \cos 30^\circ \cos \varphi_{CA} - \\ &- I_{CA} \sin 30^\circ \sin \varphi_{CA} + I_{III} \cos \varphi_{III} + I_{A0} \cos \varphi_{A0} = \\ &= I_{BA} \cos \varphi_{BA} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{BA} \right) + I_{CA} \cos \varphi_{CA} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{CA} \right) + I_{III} \cos \varphi_{III} + \\ &+ I_{A0} \cos \varphi_{A0} = I_{BA}^{\text{ак}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{BA} \right) + I_{CA}^{\text{ак}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{CA} \right) + I_{III}^{\text{ак}} + I_{A0}^{\text{ак}}. \end{aligned}$$

Реактивный ток в фазе A :

$$\begin{aligned} I_A^{\text{р}} &= I_{BA} \sin(30^\circ - \varphi_{BA}) - I_{CA} \sin(30^\circ + \varphi_{CA}) - I_{III} \sin \varphi_{III} - I_{A0} \sin \varphi_{A0} = \\ &= I_{BA} \sin 30^\circ \cos \varphi_{BA} - I_{BA} \cos 30^\circ \sin \varphi_{BA} - I_{CA} \sin 30^\circ \cos \varphi_{CA} - \\ &- I_{CA} \cos 30^\circ \sin \varphi_{CA} - I_{III} \sin \varphi_{III} - I_{A0} \sin \varphi_{A0} = \\ &= I_{BA}^{\text{ак}} \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} \operatorname{tg} \varphi_{BA} + \frac{1}{2} \right) - I_{CA}^{\text{ак}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \operatorname{tg} \varphi_{CA} - \frac{1}{2} \right) - I_{III}^{\text{ак}} \operatorname{tg} \varphi_{III} - I_{A0}^{\text{ак}} \operatorname{tg} \varphi_{A0}. \end{aligned}$$

Полная мощность фазы A :

$$\dot{S}_A = P_A + jQ_A = \hat{I}_A \dot{U}_\phi = (I_A^{\text{ак}} - jI_A^{\text{р}}) U_\phi = (I_A^{\text{ак}} - jI_A^{\text{р}}) U_\phi / \sqrt{3}.$$

Теперь активные нагрузки электроприемников в фазе A :

$$\begin{aligned} P_A &= I_A^{\text{ак}} U_\phi = I_A^{\text{ак}} U_\phi / \sqrt{3} = P_{BA} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_{BA} \right) \\ &+ P_{CA} \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_{CA} \right) + P_{III} / 3 + P_{A0} = \\ &= P_{BA} K_{P(BA)A} + P_{CA} K_{P(CA)A} + P_{III} / 3 + P_{A0}, \end{aligned}$$

где $K_{P(BA)A}$, $K_{P(CA)A}$ – коэффициенты приведения к фазе A активной составляющей однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение соответственно между фазами A и B и фазами C и A .

Реактивные нагрузки электроприемников в фазе A :

$$\begin{aligned} Q_A &= -I_A^{\text{р}} U_\phi = -I_A^{\text{р}} U_\phi / \sqrt{3} = P_{BA} \left(\frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{BA} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \right) + \\ &+ P_{CA} \left(\frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{CA} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \right) + P_{III} \operatorname{tg} \varphi_{III} / 3 + P_{A0} \operatorname{tg} \varphi_{A0} = \\ &= P_{BA} K_{Q(BA)A} + P_{CA} K_{Q(CA)A} + P_{III} \operatorname{tg} \varphi_{III} / 3 + P_{A0} \operatorname{tg} \varphi_{A0}, \end{aligned}$$

где $K_{Q(BA)A}$, $K_{Q(CA)A}$ – коэффициенты приведения к фазе A реактивной составляющей однофазной нагрузки, включенной соответственно между фазами A и B и фазами C и A .

Аналогично выводятся коэффициенты приведения и для других фаз. Числовые значения коэффициентов приведения для различных коэффициентов мощности даются в справочной литературе.

Общая расчетная нагрузка отдельных фаз определяется суммированием однофазных нагрузок, включенных на фазное и линейное напряжения, с приведением последних к нагрузке одной фазы. Например, активная номинальная нагрузка однофазных ЭП, включенных между фазами A и B , фазами C и A и между фазой A и нулевым проводом, приведенным к фазе A , определяется выражением $P_{нА} = P_{нВА} K_{P(BA)A} + P_{нСА} K_{P(CA)A} + P_{нА0}$.

Соответственно реактивная номинальная нагрузка $Q_{нА} = P_{нВА} K_{Q(BA)A} + P_{нСА} K_{Q(CA)A} + Q_{нА0}$.

Аналогично осуществляется приведение активной и реактивной нагрузок к фазам B и C . Далее определяется номинальная активная нагрузка наиболее загруженной фазы от однофазных ЭП $P_{нмф}$. Условная номинальная активная трехфазная нагрузка $P_{ну}$, принимается равной тройному значению номинальной активной нагрузки наиболее загруженной фазы от однофазных ЭП $P_{ну} = 3P_{нмф}$.

Аналогично находится условная номинальная реактивная нагрузка от однофазных ЭП для трехфазной сети.

Полученные условные номинальные активная и реактивная нагрузки однофазных ЭП используются далее как трехфазные нагрузки при расчете нагрузок узла системы электроснабжения, содержащего трехфазные и однофазные ЭП.

При необходимости определения расчетной трехфазной нагрузки только от однофазных ЭП расчет проводится следующим образом. Для разнотипных однофазных ЭП, имеющих различные коэффициенты $K_{и}$ и $\cos\varphi$, максимальные средние активная и реактивная нагрузки, например для фазы A , запишутся:

$$P_{смА} = K_{и} P_{нВА} K_{P(BA)A} + K_{и} P_{нСА} K_{P(CA)A} + K_{и}' P_{нА0};$$

$$Q_{смА} = K_{и} P_{нВА} K_{Q(BA)A} + K_{и} P_{нСА} K_{Q(CA)A} + K_{и}' P_{нА0} \operatorname{tg}\varphi_{А0},$$

где $K_{и}$ и $K_{и}'$ – коэффициенты использования однофазных ЭП различного режима работы соответственно групп A и B .

Аналогично определяются средние однофазные нагрузки для фазы B и C . После определения средних нагрузок по всем фазам находится наиболее загруженная фаза по активной мощности, а затем определяется условная максимальная средняя нагрузка трехфазной сети от однофазных ЭП: $P_{см.у} = 3P_{смф}$ и $Q_{см.у} = 3Q_{смф}$.

Среднее значение коэффициента использования для всех однофазных ЭП находится по наиболее загруженной фазе:

$$K_{иа} = \frac{P_{смф}^p}{\frac{P_{нлин1} + P_{нлин2}}{2} + P_{номф}}, \quad (2.7)$$

где $P_{номф}$ – суммарная номинальная мощность однофазных ЭП, включенных на фазное напряжение между наиболее загруженной фазой и смежными с ней в трехфазной системе.

$$\text{Например, для фазы } A \text{ выражение (2.7) запишется как } K_{иа} = \frac{P_{смА}^p}{\frac{P_{нВА} + P_{нСА}}{2} + P_{нА0}}.$$

$$\text{Приведенное число } n_3 \text{ группы однофазных ЭП рассчитываемого узла } n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{номi}}{3 P_{номмакс}}. \text{ Здесь } \sum_{i=1}^n p_{номi} \text{ – сумма}$$

номинальных мощностей однофазных ЭП; $P_{номмакс}$ – номинальная мощность наибольшего ЭП. После определения значений $K_{иа}$ и n_3 по кривым $K_{ма} = f(n_3, K_{иа})$ (рис.2.5, 2.7) находится коэффициент максимума $K_{ма}$.

Условные расчетные нагрузки трехфазной сети от однофазных ЭП при числе их более трех и $n_3 \geq 4$ с переменным графиком нагрузки вычисляются по формулам:

$$P_{ру} = 3K_{ма} P_{смф};$$

$$Q_{ру} = 3 \cdot 1,1 \cdot Q_{смф}, \quad \text{при } n_3 \leq 10;$$

$$Q_{ру} = 3Q_{смф}, \quad \text{при } n_3 > 10.$$

Для случая, когда число однофазных ЭП не превышает трех ($n \leq 3$), а также когда $n > 3$, но приведенное число $n_3 < 4$, используются методы расчета, применяемые для трехфазных ЭП.

3. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕЙТРАЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Нейтралями электроустановок называют общие точки обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в звезду.

Вид связи нейтралей машин и трансформаторов с землей в значительной степени определяет уровень изоляции электроустановок и выбор коммутационной аппаратуры, величину перенапряжений и способы их ограничения, токи при однофазных коротких замыканиях на землю, условия работы релейной защиты, безопасность в электрических сетях, электромагнитное влияние на линии связи и т.д. [2].

В зависимости от режима работы нейтрали электрические сети делятся на 4 группы:

- 1) сети с незаземленными (изолированными) нейтралями;
- 2) сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралями;
- 3) сети с эффективно-заземленными нейтралями;
- 4) сети с глухозаземленными нейтралями.

Режим нейтрали определяет ток однофазного короткого замыкания, и в зависимости от его величины сети делятся на сети с малыми токами замыкания на землю (менее 500 А), в основном это сети 1-й и 2-й групп, и сети с большими токами замыкания на землю (более 500 А).

3.1. Работа сети с изолированной нейтралью

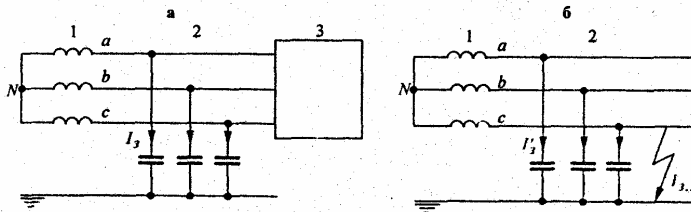
На рис. 3.1 представлена трехлинейная схема замещения трехфазной сети с изолированной от земли нейтралью. Все источники питания сети заменены одним эквивалентным, соединенным в звезду источником, все линии – одной эквивалентной линией, все приемники – одним эквивалентным приемником. С достаточной высокой достоверностью можно считать, что все фазы схемы замещения имеют одинаковые параметры (схема симметрична). Из параметров эквивалентной линии при анализе режима нейтрали имеют значение только зарядные токи и емкостные проводимости относительно земли, которые и изображены на рис. 3.1.

Расчетная емкостная проводимость одной фазы сети равна

$$B = \sum_{i=1}^n b_{0i} l_i,$$

где B – емкостная проводимость сети, См; b_{0i} – удельная емкостная проводимость линии i (на единицу длины) См/км; l_i – эквивалентная длина линии i с учетом параллельных ветвей, км.

В сетях 6 - 35 кВ удельная емкостная проводимость b_0 у кабельных линий при сечениях жил 10-300 мм² нахо-



ис. 3.1. Схема замещения сети с изолированной нейтралью:

а) нормальный режим работы; б) режим однофазного замыкания на землю в фазе с,

1 - эквивалентный источник питания сети; 2 - эквивалентная линия.

3 - эквивалентный приемник, подключенный к сети

дится в пределах $(60-180) \cdot 10^{-6}$ См/км и определяется конструкцией кабеля [3]. У воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами сечением 25÷150 мм² и среднегеометрическим расстоянием между проводами 1÷3 м удельная емкостная проводимость находится в пределах $(2,7 \div 3,6) \cdot 10^{-6}$ См/км.

При отсутствии данных о длине и емкостной проводимости каждой линии сети для расчета зарядного тока обычно пользуются усредненными коэффициентами емкостной проводимости:

$$I_3 = U_{\text{ном}} (b_k l_k + b_v l_v),$$

где I_3 – зарядный ток, А; $U_{\text{ном}}$ – номинальное фазное напряжение сети, кВ; b_k – средний коэффициент емкостной проводимости кабельных линий, См/км; l_k – суммарная эквивалентная длина кабельных линий сети, км; b_v – средний коэффициент емкостной проводимости воздушных линий, См/км; l_v – суммарная эквивалентная длина воздушных линий, км.

При напряжениях до 10 кВ эта формула имеет вид

$$I_3 = \frac{U_{\text{ном}}}{1050} (35l_k + l_v).$$

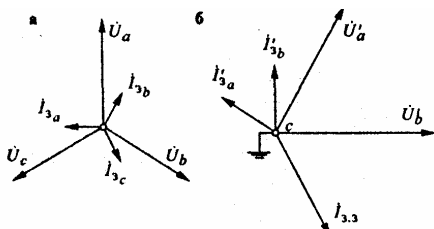


Рис. 3.2. Векторные диаграммы напряжения относительно земли и зарядных токов сети с изолированной нейтралью

В действующих сетях наиболее достоверные данные о зарядном токе получают путем измерений.

Векторная диаграмма напряжений относительно земли и зарядных токов сети приведена на рис. 3.2, а. По сравнению с током нагрузки зарядный ток очень мал и в нормальных режимах работы заметного влияния на работу сети не оказывает.

При нарушении изоляции одной фазы возникает однофазное замыкание на землю (см. рис. 3.1, б). Напряжение этой фазы (фаза с) относительно земли становится равным нулю, напряжение остальных фаз относительно

земли – междуфазному напряжению, а зарядные токи этих двух фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз (рис. 3.2, б).

В сети с изолированной нейтралью коэффициентом замыкания на землю называют отношение $k_{3,3} = U'_{\text{нп}} / U_{\text{нп}}$, в котором $U'_{\text{нп}}$ – напряжение неповрежденной фазы при коротком замыкании в другой фазе (других фазах); $U_{\text{нп}}$ – напряжение той же фазы в нормальном режиме). Для рассматриваемого случая $k_{3,3} = \sqrt{3}$.

Сумма зарядных токов фаз и тока замыкания на землю $I_{3,3}$ должна равняться нулю. Учитывая сдвиг фазы между зарядными токами двух неповрежденных фаз, можно заключить, что $I_{3,3} = \sqrt{3}I'_{3,3} = 3I_3$. Здесь I_3 – зарядный ток одной фазы в нормальном режиме работы; $I'_{3,3}$ – то же в неповрежденной фазе при замыкании на землю в другой фазе). Ток $I_{3,3}$ по сравнению с нагрузочным током сети или ее отдельных линий относительно мал и может вызывать заметную перегрузку линий только при очень малых сечениях проводников поврежденной линии.

Замыкание на землю практически не влияет на систему междуфазных напряжений и режимы работы приемников, включенных на линейное напряжение, так как поверхность земли в точке заземления (повреждения) приобретает потенциал фазы (на рис. 3.2 – фазы *c*), а напряжение здоровых фаз *a* и *b* относительно земли (и фазы *c*) становится линейным (междуфазным).

В связи с этим замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью считается не аварийным, а лишь аномальным режимом, при возникновении которого сеть и поврежденная линия могут оставаться включенными и в течение некоторого времени продолжать работу; при этом питание потребителей не прерывается. Время, за которое требуется отыскать и отключить возникающее в сети замыкание на землю, обычно принимают равным 2 ч. Поскольку из всех видов нарушения изоляции однофазные замыкания на землю составляют около 75÷85%, то это обстоятельство существенно для обеспечения надежности питания потребителей. Другим преимуществом рассматриваемого вида сетей является отсутствие устройств заземления нейтрали, что снижает стоимость сети.

При работе в сетях с изолированной нейтралью следует обращать внимание на следующие обстоятельства:

1) повышение напряжения двух фаз относительно земли во время замыкания на землю третьей приводит к тому, что изоляцию всех фаз относительно земли необходимо рассчитывать не на фазное, а на междуфазное напряжение. Только при напряжениях до 35 кВ это не вызывает существенного удорожания сети;

2) возможность образования в месте замыкания на землю перемежающейся электрической дуги обуславливает возникновение коммутационных перенапряжений с амплитудой $4\div 6U_{\text{ном}}$. Эти перенапряжения могут нарушить работу некоторых приемников и привести к пробое изоляции в других местах и других фазах сети;

3) тепловое действие дуги на изоляцию фаз сети в месте замыкания на землю может привести к переходу однофазного замыкания на землю в двух или трехфазное (в кабельных линиях и в других случаях близкого расположения фазных проводников друг к другу);

4) возникновение в сети и в источниках питания при замыкании на землю системы токов обратной последовательности может привести к индуцированию в роторах синхронных генераторов токов двойной частоты и к существенному дополнительному нагреву роторов.

Из-за приведенных выше нежелательных явлений работа сети с изолированной нейтралью допускается, если токи замыкания на землю не превышают некоторых максимально допустимых значений, находящихся обычно в пределах 10÷30 А (табл. 3.1). Величины максимально допустимых токов замыкания на землю зависят от типа используемых опор.

Таблица 3.1.

Допустимый ток замыкания на землю в сетях высокого напряжения с изолированной нейтралью напряжением до 35 кВ

Тип опор	Напряжение сети, кВ	Максимально допустимый ток замыкания на землю, А
Деревянные	3 и 6	30
	10	20
	15÷20	15
	35	10
Железобетонные, стальные	3÷35	10

В России с изолированной нейтралью работают следующие сети:

- 1) трехфазные сети 6-35 кВ, в которых токи замыкания на землю не превышают допустимых значений;
- 2) трехфазные трехпроводные сети до 1 кВ (например, сети 220 и 660 В);
- 3) двухпроводные сети постоянного тока;

4) все сети низких напряжений, в которых для обеспечения безопасности людей предусматривают защитные мероприятия, не связанные с применением заземлений (защитная изоляция, разделяющие трансформаторы и др.).

3.2. Режим работы сети с резонансно-заземленными нейтральями

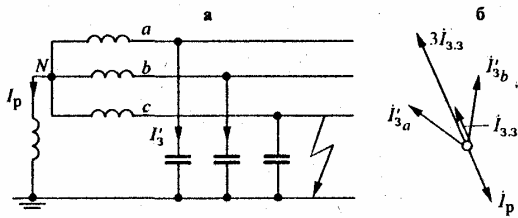


Рис. 3.3. Компенсация тока замыкания на землю при помощи заземляющего реактора:
а - схема; б - векторная диаграмма токов

Если в сетях 6-35 кВ ток замыкания на землю превышает допустимые значения, то нейтраль источника питания сети соединяют с землей через заземляющий реактор (рис. 3.3). При пренебрежении активными сопротивлениями источника, сети и реактора через последний в случае замыкания на землю проходит ток $\dot{I}_p = \frac{\dot{E}_c}{j(x_p + x_{и} + x_c)}$ (\dot{E}_c – ЭДС той фазы источника, в которой произошло замыкание на землю (на рис. 3.3 фаза c); x_p – индуктивное сопротивление реактора; $x_{и}$ – индуктивное сопротивление одной фазы источника; x_c – индуктивное сопротивление линий сети до места замыкания на землю). Из условия $\dot{I}'_{3a} + \dot{I}'_{3b} + \dot{I}'_{3p} + \dot{I}'_{3,3} = 0$ и на основании рис. 3.2 и 3.3 можно заключить, что $\dot{I}'_{3,3} = 3\dot{I}'_3 - \dot{I}_p$. В частном случае, когда сопротивление заземляющего реактора отрегулировано так, что $\dot{I}_p = 3\dot{I}_3$, ток в месте замыкания на землю может оказаться равным нулю (полностью скомпенсированным), т.е. возникает явление резонанса ($\dot{I}_L = -\dot{I}_C$ или $\dot{I}_L + \dot{I}_C = 0$) и дуга в месте короткого замыкания не возникает.

Дугогасящие катушки должны устанавливаться на узловых питающих подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем тремя линиями. При компенсации в сетях генераторного напряжения катушки располагаются обычно на электростанциях вблизи генераторов. При подключении дугогасящих катушек через специальные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, соизмеримы по мощности с мощностями катушки, необходимо учитывать их взаимное влияние [2].

В нормальном режиме ток через дугогасящие катушки практически равен нулю. При однофазном коротком замыкании катушка находится на фазном напряжении U_ϕ и тогда суммарная мощность всех катушек $Q = nU_\phi^2 \frac{1}{x_p}$.

Заземляющие реакторы в России выпускаются на номинальные токи от 25 до 400 А с пределами регулирования тока $(1 - 0,5)I_{ном}$. Наряду с наиболее распространенным ручным ступенчатым регулированием применяют автоматическое ступенчатое или плавное регулирование сопротивления реактора по напряжению нейтрали. В режиме полной компенсации тока замыкания на землю реактор настроен на резонанс с емкостными проводимостями сети, и напряжение нейтрали относительно земли имеет максимальное значение.

Благодаря заземлению нейтрали сети через реактор:

- намного уменьшается ток замыкания на землю, в результате чего дуга в месте замыкания становится неустойчивой и быстро гаснет;
- после гашения дуги напряжение восстанавливается медленно, вследствие чего вероятность повторного зажигания дуги и возникновения коммутационных перенапряжений мала;
- при сохранении устойчивой дуги мала вероятность перехода замыкания на землю в многофазное из-за малого значения тока;
- токи обратной последовательности малы, и их действие на вращающиеся генераторы может оставаться несущественным.

Коэффициент замыкания на землю при заземлении нейтрали через реактор по сравнению с изолированной нейтралью не изменяется и равен $k_{3,3} = \sqrt{3}$.

3.3. Режимы работы сети с глухозаземленными и эффективно заземленными нейтральями

При глухом заземлении нейтрали замыкание одной фазы на землю является однофазным коротким замыканием (рис. 3.4) и должно привести к срабатыванию защитных аппаратов, отключающих поврежденную линию от сети. Удорожание такой сети, вызванное применением заземляющих устройств и устройств защиты от однофазных коротких замыканий, компенсируется тем, что изоляцию фазных проводников рассчитывают на фазное напряжение (а не на междуфазное, как в двух предыдущих случаях). Это обстоятельство особенно существенно при напряжениях 110 кВ и выше.

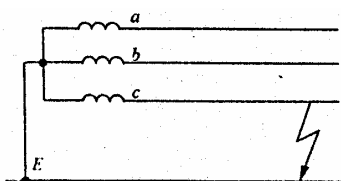


Рис. 3.4. Однофазное к.з. в сети с глухим заземлением нейтрали

Для того чтобы частые отключения линий из-за замыканий на землю не нарушали надежности питания потребителей, на таких линиях применяется однофазное или трехфазное автоматическое повторное включение. Для ограничения токов замыкания на землю вместо глухого заземления может применяться заземление нейтрали через

токоограничивающее активное сопротивление (эффективно-заземленная нейтраль). При этом во время однофазных замыканий на землю неповрежденных фаз напряжение не достигает значения линейного (междуфазного) и составляет около $0,8U_{\text{л}}$. Сети с глухим заземлением нейтрали имеют коэффициент замыкания на землю $k_{3,3} = 1$, при эффективно-заземленных нейтралях $k_{3,3} \leq 1,4$.

Основным фактором, определяющим способ заземления нейтралей в сетях 110 кВ и выше, является фактор стоимости изоляции. Эффективное заземление нейтрали позволяет улучшить экономические показатели сети именно за счет этого фактора.

В России глухое заземление нейтралей применяется:

- в сетях 110 кВ и выше (в некоторых других странах также в сетях меньшего напряжения);
- в четырех- и пятипроводных сетях низких напряжений;
- в трехпроводных сетях постоянного тока.

К основным недостаткам глухого заземления нейтралей относятся следующие:

1. При замыкании одной из фаз трехфазной сети на землю образуется короткозамкнутый контур через землю и нейтраль источника (см. рис. 3.4) с малым сопротивлением, к которому приложена ЭДС фазы. Возникает режим короткого замыкания с большим током. Для защиты оборудования однофазные замыкания должны отключаться средствами релейной защиты. Следует учитывать, что большинство однофазных коротких замыканий относятся к самоустраняющимся и исчезают после снятия напряжения. В этих случаях эффективно применение АПВ и ОАПВ.

2. Значительное удорожание контуров заземления в РУ, которые должны отвести на землю большие токи коротких замыканий.

3. В сетях с автотрансформаторами токи однофазных коротких замыканий могут превышать токи трехфазных. В таких случаях приходится ограничивать число заземленных нейтралей и применять частичное разземление (сети 110-220 кВ), а также использовать токоограничивающие сопротивления, включенные в нейтраль трансформаторов.

3.4. Способы заземления оборудования

В сетях низких напряжений (до 1000 В), в отличие от сетей высоких напряжений, заземление нейтрали используют тогда, когда это нужно для осуществления защитного зануления или улучшения защитного заземления металлических корпусов электрооборудования. Различают пять типов сетей трехфазного переменного тока:

– трехпроводную сеть с изолированной от земли нейтралью, в которой в качестве защитного мероприятия от поражения электрическим током используют заземление корпусов электрооборудования (рис. 3.5, а), для такой сети принято сокращенное буквенное обозначение *IT*, в котором первая буква означает изолированную нейтраль (*I* от французского слова *isole*), а вторая – местное заземление корпусов (*T* от французского слова *terre* – «земля»);

– трехпроводную сеть с глухозаземленной нейтралью и, как и в предыдущем случае, с местным защитным заземлением корпусов – сеть *TT* (рис. 3.5, б);

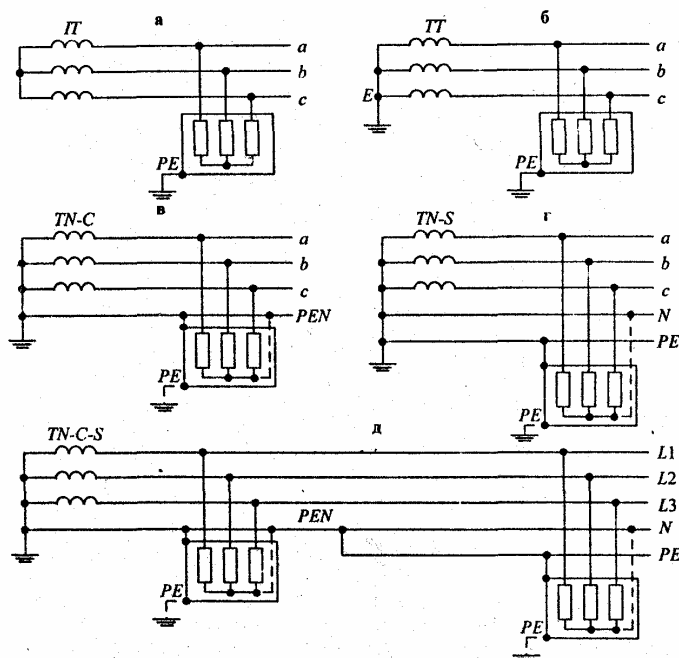


Рис. 3.5. Заземление нейтрали и использование нейтральных проводников в трехфазных сетях низкого напряжения

– четырехпроводную сеть с глухозаземленной нейтралью и с использованием нейтрального проводника для зануления корпусов электрооборудования (для заземления их через нулевой нейтральный проводник) – сеть *IN-C* (рис.

3.5, в); первая буква обозначения, как и в случае сети *TT*, означает заземление нейтрали, вторая – заземление корпусов через нейтральный проводник (*N neutre* – «нейтральный»), а третья – что этот проводник является одновременно рабочим и защитным (*C* от *combine* – «комбинированный, совмещенный»);

– пятипроводную сеть с глухозаземленной нейтралью и отдельными рабочим и защитным нейтральными (нулевыми) проводниками – сеть *TN-S* (рис. 3.5, з; буква *S* от слова *separe* – «раздельный»);

– частично четырех-, а частично пятипроводную сеть с глухозаземленной нейтралью – сеть *TN-S* (рис. 3.5, д).

Трехпроводные сети типа *IT* применяют тогда, когда нет необходимости в рабочем нейтральном проводнике, т.е. когда нет однофазных ЭП, требующих включения на фазное напряжение. К ним относят, например, сети напряжением 220 В и подавляющее большинство сетей напряжением 660 В. В таких же случаях используют и сети типа *TT*, отличающиеся большей эффективностью таких защитных мероприятий, как защитное заземление и защитное отключение по току утечки.

Наиболее распространенными в настоящее время являются сети типа *TN-C*, позволяющие, например, реализовать трехфазную систему 220/380 В. Совмещение рабочего и защитного нейтральных проводников обеспечивает при этом минимальную стоимость сети. Такое совмещение может, однако, оказаться неприемлемым из-за уменьшенной надежности защитных мероприятий, и в таких случаях прибегают к полностью или частично пятипроводным сетям типов *TN-S* и *TN-C-S*. Для повышения эффективности защитных мероприятий используют также повторные заземления защитного нулевого проводника или корпусов электрооборудования, показанные на рис. 3.5 пунктиром.

3.5. Заземляющие устройства и меры электробезопасности

Основные определения. Различают два вида опасности поражения человека электрическим током: 1) прикосновение человека к токоведущим частям электроустановки, находящимся под напряжением; 2) прикосновение человека к конструктивным частям, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции токоведущих частей электроустановки, т.е. при замыкании на землю или при замыкании на корпус.

Основными защитными мерами против поражения человека электрическим током, т.е. мерами электробезопасности, в первом случае является знание и строгое соблюдение правил техники безопасности при монтаже и эксплуатации электроустановок, а также при пользовании электроприборами и электроинструментом. При электромонтажных работах случаи поражения человека электрическим током при прикосновении к частям, находящимся под напряжением, чаще всего имеют место в электроустановках 220-380 В (около 80% всех случаев), а также в электроустановках 6 и 10 кВ (около 20%) [2].

Мерами электробезопасности при повреждении изоляции являются: заземление, зануление, защитное отключение, установка разделяющих трансформаторов, использование малого напряжения, применение двойной изоляции, выравнивание потенциалов.

По требованиям, предъявляемым к электробезопасности, электроустановки подразделяются на:

- электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю);
- электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);
- электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;
- электроустановки напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью.

Прежде чем перейти к рассмотрению заземляющих устройств и мер электробезопасности, необходимо привести основные определения и дать некоторые пояснения к ним.

Изолированной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Замыканием на землю называется случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с конструктивными частями, не изолированными от земли, или непосредственно с землей.

Замыканием на корпус называется случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с их конструктивными частями, нормально не находящимися под напряжением.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем называется проводник (электрод) или совокупность металлических соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей.

Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

Заземлением какой-либо части электроустановки или другой установки называется преднамеренное гальваническое соединение этой части с заземляющим устройством.

Искусственным заземлителем называется заземлитель, специально выполненный для целей заземления.

Естественным заземлителем называются находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемые для целей заземления.

Напряжением на заземляющем устройстве называется напряжение, возникающее при стекании тока в землю между точкой ввода тока в заземляющее устройство и зоной нулевого потенциала (на рис. 3.6 обозначено U_3).

Напряжением относительно земли при замыкании на корпус называется напряжение между этим корпусом и зоной нулевого потенциала (на рис. 3.6 равно U_3).

Зоной растекания называется область земли, в пределах которой возникает заметный градиент потенциала при стекании тока с заземлителя (на рис. 3.6 эта зона имеет диаметр 30-40 м).

Зоной нулевого потенциала называется зона земли за пределами зоны растекания (на рис. 3.6 эта зона находится на расстоянии 15-20 м от заземлителя).

Напряжением прикосновения называется напряжение между двумя точками цепи тока замыкания на землю (на корпус) при одновременном прикосновении с ним человека (на рис.3.6 обозначено $U_{\text{прик}}$).

Напряжением шага называется напряжение между двумя точками земли, обусловленное растеканием тока замыкания на землю, при одновременном касании их ногами человека (на рис 3.6 оно обозначено $U_{\text{шаг}}$).

На рис. 3.6 для наглядности показано распределение градиента электрического потенциала вокруг одиночного заземлителя (электрода) при растекании тока замыкания на землю. Для уменьшения напряжения прикосновения и напряжения шага принимают меры для выравнивания потенциалов. Это достигается погружением в землю необходимого по расчету числа электродов заземления (заземлителей), располагаемых на расстоянии 3-5 м один от другого и соединяемых между собой горизонтальными выравнивающими заземлителями, прокладываемыми на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли.

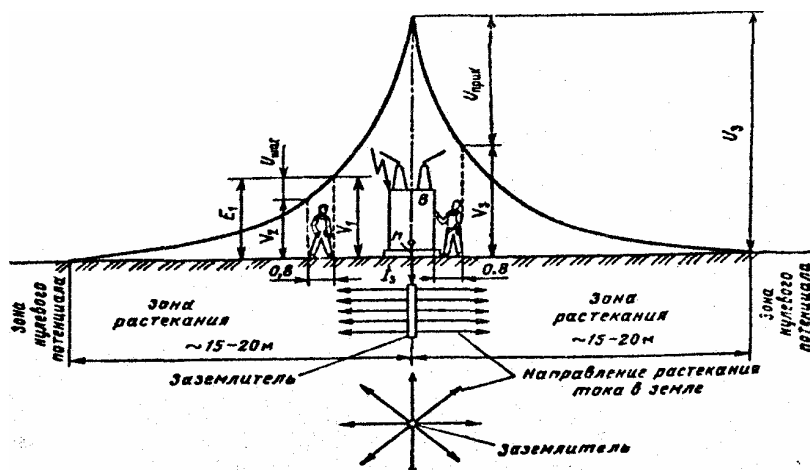


Рис. 3.6. Кривая распределения градиента электрического потенциала в зависимости от расстояния до одиночного заземлителя при замыкании на землю (на заземленный корпус).

U_3 - напряжение на заземляющем устройстве, равное электрическому потенциалу на одиночном заземлителе, $U_{\text{шаг}}$ - шаговое напряжение, равное разности электрических потенциалов V_1-V_2 ; $U_{\text{прик}}$ - напряжение прикосновения, равное разности электрических потенциалов U_3-V_3 .

В электроустановках промышленных предприятий в настоящее время вместо устройства искусственных заземлителей ограничиваются использованием естественных заземлителей – железобетонных фундаментов промышленных зданий и сооружений.

Током замыкания на землю называется ток, стекающий в землю через место замыкания (на рис. 3.6 обозначен I_3).

Сопротивлением заземляющего устройства называется отношение напряжения на заземляющем устройстве U_3 к току, стекающему с заземлителя в землю, I_3 .

Защитным отключением в электроустановках напряжением до 1 кВ называется автоматическое отключение всех фаз (полюсов) участка сети, обеспечивающее безопасные для человека сочетания тока и времени его прохождения при замыканиях на корпус или снижении уровня изоляции ниже определенного значения.

Двойной изоляцией ЭП называется совокупность рабочей и защитной (дополнительной) изоляции, при которой доступные прикосновению части ЭП не приобретают опасного напряжения при повреждении только рабочей или только защитной (дополнительной) изоляции.

Малым напряжением называется номинальное напряжение не более 42 В между фазами и по отношению к земле, применяемое в электрических установках для обеспечения электробезопасности.

Разделяющим трансформатором называется трансформатор, предназначенный для гальванического отделения сети, питающей ЭП, от первичной электрической сети, а также от сети заземления или зануления.

Занулением в электроустановках напряжением до 1 кВ называется преднамеренное соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью трансформатора или генератора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока. На рис. 3.7, а показаны зануление корпуса светильника и путь основного тока замыкания на корпус светильника.

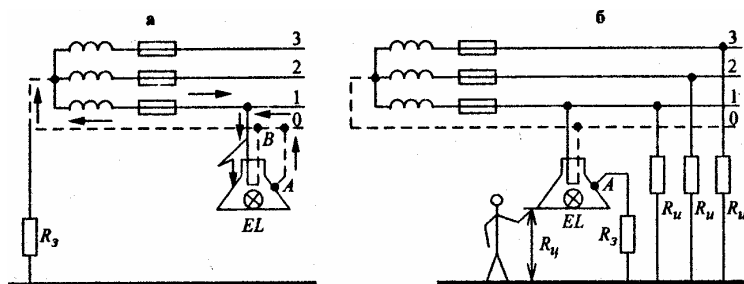


Рис. 3.7. Защитное заземление:

а - в сети с глухозаземленной нейтралью; б - в сети с изолированной нейтралью; R_3 - сопротивление заземляющего устройства; R_y - сопротивление человека; R_u - сопротивление изоляции проводов; А - заземляющий контакт на корпусе светильника; EL - электрическая лампа.

Нулевым защитным проводником в электроустановках напряжением до 1 кВ называется проводник, соединяющий зануляемые части с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока. На рис. 3.7, а нулевой защитный проводник показан пунктиром между заземляющим контактом А на светильнике и магистралью зануления, обозначенной цифрой «0». Магистраль зануления «0» одновременно выполняет функции нулевого рабочего и нулевого защитного проводников.

Согласно правилам техники безопасности (ПТБ) заземление или зануление должно применяться во всех электроустановках напряжением 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках при переменном токе напряжением выше 42 В и до 380 В и при постоянном токе выше 110 В и до 440 В.

Заземление и зануление не требуется при напряжении до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока во всех случаях, кроме специально оговоренных в ПТБ. В качестве заземляющих в первую очередь должны использоваться естественные заземляющие устройства. Необходимость сооружения искусственных заземлителей, выравнивающих полос и контуров заземления внутри зданий в каждом отдельном случае должна быть обоснована в проекте.

Промышленные электроустановки, а также электроустановки жилых, общественных и других зданий гражданского назначения напряжением до 1 кВ выполняются с глухозаземленной нейтралью. Как видно из рис. 3.7, а, в таких электроустановках замыкание на корпус при повреждении изоляции является коротким замыканием фазы (цепь тока короткого замыкания показана стрелками). При этом должно произойти перегорание предохранителя в фазе с поврежденной изоляцией, отключение ЭП (в данном случае светильника) от источника тока и, следовательно, снятие напряжения с его корпуса.

Для обеспечения быстрого автоматического отключения участка сети, на котором в результате нарушения изоляции произошло однофазное короткое замыкание, фазные и нулевые защитные проводники должны быть рассчитаны так, чтобы значение однофазного тока замыкания на землю было:

- не меньше трехкратного номинального тока плавкой вставки ближайших к месту повреждения изоляции плавких предохранителей;
- трехкратного номинального тока регулируемого расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую характеристику;
- 1,4-кратного тока уставки электромагнитного расцепителя (отсечки) автоматического выключателя с номинальным током до 100 А;
- 1,25-кратного тока уставки автоматического выключателя с номинальным током более 100/4.

Если при нарушениях изоляции безопасность не может быть обеспечена системой заземления или зануления, ПТБ рекомендуют применять в качестве основной или дополнительной меры защиты защитное отключение.

В электроустановках напряжением до 1 кВ на торфяных разработках, в шахтах, на передвижных и других электроустановках с повышенными требованиями к безопасности применяют электрические сети с изо-

лированной нейтралью (рис. 3.7, б). В таких электроустановках в качестве защитной меры должно применяться заземление всех нетоковедущих элементов, которые могут оказаться под напряжением при повреждениях изоляции, или защитное отключение. Кроме того, такая трехфазная сеть с изолированной нейтралью или однофазная сеть с изолированным выводом, связанная с сетью напряжением выше 1 кВ через трансформатор, должна иметь защиту от опасности проникания в нее напряжения выше 1 кВ при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений питающего трансформатора. Эта защита осуществляется пробивным предохранителем, включаемым между нейтралью и заземлением или фазой и заземлением на стороне низшего напряжения у каждого понижающего трансформатора.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью в качестве меры безопасности должно быть выполнено заземление (см. рис. 3.6) и приняты меры выравнивания потенциалов, применены устройства контроля состояния изоляции, обеспечивающие возможность быстрого отыскания замыканий на землю (защита от замыканий на землю с действием на сигнал). В установках с повышенными требованиями к безопасности (передвижные электроустановки, установки на торфяных разработках, в шахтах) должна применяться защита от замыканий на землю с действием на отключение выключателя элементов сети с поврежденной изоляцией.

Если в электроустановках напряжением до 1 кВ в качестве защитной меры применяются разделяющие трансформаторы с вторичным напряжением не более 380 В или трансформаторы, понижающие напряжение до безопасного (не более 42 В), то заземление вторичной обмотки разделяющего трансформатора не допускается; корпус трансформатора должен быть заземлен или занулен; от одного разделяющего трансформатора должен питаться только один ЭП с номинальным током плавкой вставки предохранителя или расцепителя автоматического выключателя на первичной стороне не более 15 А.

В качестве разделяющих трансформаторов могут быть использованы понижающие трансформаторы со вторичным напряжением 42 В и ниже повышенной надежности при условии, что от каждого трансформатора питается не более одного ЭП с номинальным током плавкой вставки предохранителя или расцепителя автоматического выключателя на первичной стороне не более 15 А. У понижающих трансформаторов, не являющихся разделяющими, должен быть заземлен или занулен корпус, а также один из фазных выводов или нейтраль (средняя точка) вторичной обмотки.

Если по каким-либо причинам невозможно выполнить заземление, зануление или применить защитное отключение, допускается осуществлять обслуживание электрооборудования с изолирующих площадок при условии исключения возможности одновременного прикосновения к электрическим и другим частям оборудования или к частям здания, а прикосновение к незаземленным (зануленным) частям, представляющее опасность, возможно только с изолирующих площадок.

В электроустановках до 1 кВ с изолированной нейтралью (рис. 3.7, б) и во всех установках выше 1 кВ заземление и выравнивание потенциалов должно обеспечивать безопасное значение напряжения прикосновения $U_{\text{прик}}$ и напряжения шага $U_{\text{шаг}}$ и снижение тока, проходящего через тело человека, до безопасного значения. Для этого сопротивление заземления R_3 , включенного в цепь тока замыкания на землю параллельно телу человека (рис. 3.7, б), должно быть мало по сравнению с сопротивлением тела человека $R_{\text{ч}}$.

Выбор заземляющих устройств. Заземляющие устройства электроустановок выполняются или по условиям соблюдения нормированных значений к их сопротивлению R_3 , либо к напряжению прикосновения $U_{\text{прик}}$. Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью рекомендуется выполнять по расчетным условиям допустимого напряжения прикосновения, а всех прочих электроустановок – по условиям допустимых сопротивлений заземляющего устройства. Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью, выполненные по условиям соблюдения требований к его сопротивлению, должны иметь в любое время года сопротивление $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$, включая сопротивление естественных заземлителей.

При расчете указанного заземляющего устройства по условиям допустимого напряжения прикосновения сопротивление его определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве U_3 , и току замыкания на землю. При этом в любое время года при стекании с заземляющего устройства тока замыкания на землю значение напряжения прикосновения (напряжения на теле человека $U_{\text{т}}$ не должно превышать следующих допустимых значений в зависимости от длительности воздействия (ГОСТ 12.1.038-82):

$U_{\text{прик}} = U_{\text{т}}, \text{ В} \dots\dots$	500	400	200	130	100	65
$t, \text{ с} \dots\dots\dots$	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	3,0

Расчетная длительность воздействия определяется как сумма времени срабатывания защиты и времени отключения выключателя. При этом за время срабатывания защиты принимается:

– для рабочих мест, на которых при производстве оперативных переключений возможны короткие замыкания с переходом на конструкции (например, для мест управления разъединителями с ручным приводом), – время действия резервной защиты;

– для всей остальной территории данной электроустановки – время действия основной защиты.

Для электроустановок напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью помимо указанных должны соблюдаться следующие общие требования:

– напряжение на заземляющем устройстве U_z , при стекании с него тока замыкания на землю I_z (см. рис. 3.6) не должно превышать 10 кВ. Если в таких электроустановках исключена возможность выноса потенциала за пределы зданий и внешних ограждений, то U_z допускается выше 10 кВ;

– при напряжениях U_z от 5 до 10 кВ должны осуществляться меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

В сетях электроустановок напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства, $Ом$, должно быть:

– если заземляющее устройство используется одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ, то $R_z \leq 125/I_z$, при этом должны выполняться также требования, предъявляемые к заземлению (занулению) электроустановок напряжением до 1 кВ;

– если заземляющее устройство используется только для установок напряжением выше 1 кВ, то $R_z \leq 250/I_z$, но не более 10 Ом.

В сетях электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства не должно превышать:

– в сетях трехфазного тока напряжением 660 В и однофазного тока напряжением 380 В $R_z \leq 2 Ом$;

– в сетях трехфазного тока напряжением 380 В и однофазного тока напряжением 220 В $R_z \leq 4 Ом$;

– в сетях трехфазного тока напряжением 220 В и однофазного тока напряжением 127 В $R_z \leq 8 Ом$.

Указанные величины R_z должны быть обеспечены с учетом использования естественных заземлителей (в том числе и повторных заземлителей нулевого провода).

В электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью правилами устройства электроустановок допускается при удельном сопротивлении земли $\rho > 100 Ом.м$ увеличение расчетного значения сопротивления заземляющего устройства в 0,01ρ раз против приведенных выше нормированных значений. При этом максимально допустимое сопротивление заземляющего устройства не должно превышать нормированное значение более чем в 10 раз.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ, а также до 1 кВ с изолированной нейтралью при $\rho > 500 Ом.м$ допускается повышать значение сопротивления заземляющих устройств в 0,002ρ раз, но также не более чем в 10 раз.

В сетях напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства электроустановки не должно превышать 4 Ом.

Для электроустановок малой мощности при мощности генератора или трансформатора 100 кВА и менее сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом. Если при этом параллельно работает несколько генераторов или трансформаторов, их суммарная мощность не должна превышать 100 кВА.

Для обеспечения выравнивания потенциалов строительные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы, металлические конструкции технологического оборудования должны быть присоединены к арматуре железобетонных колонн или фундаментов зданий. Если замерами или расчетами установлено, что естественные заземлители не обеспечивают нормированные значения сопротивления растеканию или напряжения прикосновения, то применяют совместное использование естественных и искусственных заземлителей. При этом контур искусственных заземлителей должен быть соединен с арматурой железобетонных фундаментов не менее чем в двух местах. При этом соединение должно выполняться выше уровня планировки прилегающей территории.

4. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В системах электроснабжения промышленных предприятий, городов, электрифицированного транспорта широко развито кабельное хозяйство. На современных промышленных предприятиях общая длина кабельных линий (КЛ) составляет десятки и сотни километров. Для обеспечения электроснабжения потребителей кабельное хозяйство должно работать надежно, экономично, быть доступно для ремонта и обслуживания. Значительные цены на проводниковые материалы кабелей (медь и алюминий) обуславливают необходимость качественного выполнения работ по прокладке, монтажу, ремонту и обслуживанию кабельного хозяйства с целью продления сроков его службы [4, 5].

Как известно, в системах электроснабжения наибольшее распространение получили кабели напряжений 6–10 кВ в сетях высоких напряжений (например, для внутризаводского сетевого хозяйства и питания мощных потребителей) и 0,4 кВ (внутрицеховое электроснабжение). Исходя из этого, ниже рассматриваются вопросы, относящиеся к конструкции, маркировке, областям применения и особенностям прокладки кабелей на номинальные напряжения до 35 кВ.

4.1. Маркировка кабелей

Кабели номинальных напряжений ниже 35 кВ имеют одну или несколько изолированных жил, заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки может находиться защитный покров.

Силовые кабели состоят из следующих элементов: токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покрытий. Помимо этого в конструкции кабеля могут присутствовать экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители.

Токопроводящие жилы предназначены для прохождения тока. Различают основные и нулевые жилы кабелей. Жилы защитного заземления являются вспомогательными и предназначены для соединения не находящихся под рабочим напряжением металлических частей электроустановок с контурами защитных заземлений.

Изоляция служит для обеспечения необходимой электрической прочности жил кабеля по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле).

Экраны кабелей защищают внешние цепи систем электроснабжения от влияния электромагнитных полей токов, протекающих по кабелю.

Заполнители предназначены для устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля в целях герметизации, придания кабелю необходимой формы и механической устойчивости.

Оболочки защищают внутренние элементы кабеля от увлажнения и других внешних воздействий.

Защитные покрытия используются для защиты оболочек кабелей от внешних воздействий и в зависимости от конструкции могут состоять из подушки, бронепокрова и наружного покрова.

Маркировка кабелей выполняется буквами и цифрами. Буквы обозначают материал жил кабеля, тип изоляции и защиты.

Маркировка жил кабелей. Наличие в начале марки буквы А означает, что жила кабеля выполнена из алюминия. При отсутствии буквы А – жилы из меди. Сочетание «ож» в конце маркировки показывает, что жилы выполнены в виде одной проволоки круглого или фасонного сечения (секторные, овальные и т.д.).

Маркировка изоляции жил кабелей:

В (в конце обозначения через дефис) - бумажная с обедненной пропиткой (например, ААБУ-В);

Ц (в начале обозначения) - бумажная с нестекающей пропиткой церезином (ЦАСБ);

В (после индекса жил) - из поливинилхлорида (АВВГ);

П (после индекса жил) - из полиэтилена (АПВГ);

У (в конце обозначения) - бумажная с повышенной температурой нагрева (ААБЛУ);

Пс (в середине обозначения) - из самозатухающего полиэтилена (АПсВГ);

Пв (в середине) - из вулканизированного самозатухающего полиэтилена (АПвВГ);

Р (в середине марки) - из резины (АРГ);

Рт (в середине марки) - из резины повышенной теплостойкости (НРтГ).

Отсутствие маркировки изоляции жил кабеля означает, что изоляция бумажная с вязкой пропиткой.

Маркировка оболочек:

А (на первом или втором месте) – алюминиевая оболочка (ААБЛУ);

С (на первом или втором месте) – свинцовая (АСБУ);

В (в середине обозначения) – поливинилхлоридная (АВВГ);

П (в середине обозначения) – полиэтиленовая (АВПП);

Г (после индекса оболочки) – кабель без защитного покрова (АСГУ);

Н (на первом или втором месте) – оболочка резиновая, не распространяющая горения (АНРГ);

О (на первом или втором месте) – отдельная оболочка каждой жилы (АОСБУ).

При отсутствии буквы - оболочка выполнена из крепированной бумаги, пропитанной битумом (АСБУ);

л (после индекса брони) – крепированная бумага, пропитанная битумом и одна пластмассовая лента (АСБЛУ);

2л (после индекса брони) – то же, две пластмассовые ленты (АЛБ2ЛУ);

в (после индекса брони) – прессованный поливинилхлоридный шланг (ААБВУ);

п (после индекса брони) – прессованный полиэтиленовый шланг (ААБПУ);

б (после индекса брони) – без подушки (АДББУ);

Б (после индекса оболочки) – плоские стальные ленты (ААБЛУ);

П (то же) – стальные плоские оцинкованные проволоки (ААПЛУ);

К (то же) – стальные круглые оцинкованные проволоки (АСКУ);

Маркировка покрытий:

Г (после индекса брони) – без наружного покрова на броне (АСБГУ);

н (после индекса брони или ленты) – негорючий состав из стеклянной пряжи (АСБнУ);

Шп (то же) – полиэтиленовый шланг (ААШпУ);

Шв (то же) – поливинилхлоридный шланг (ААШвУ);

Шпс (то же) – шланг из самозатухающего полиэтилена (ААШпсУ);

При отсутствии буквы – покров выполнен из пропитанной битумом кабельной пряжи (ААБЛУ).

Область применения кабелей:

Т (в конце обозначения через дефис) – для эксплуатации в тропическом климате (АСБУ-Т);

С (то же) – для сельского хозяйства (АВВГ-С).

Пример маркировки кабеля: АВВБ – кабель с алюминиевыми жилами в поливинилхлоридной изоляции, бронирован двумя стальными лентами с защитным наружным покровом из пропитанной битумом кабельной пряжи. Ниже в табл. 4.1 и 4.2 приведены сводные данные о маркировках кабелей с бумажной и пластмассовой изоляциями [6].

4.2. Элементы конструкции кабелей

Токосводящие жилы силовых кабелей изготавливаются в соответствии с ГОСТ 22483-77. Медные и алюминиевые жилы могут быть по форме круглыми или фасонными и однопроволочными или многопроволочными.

Трех- и четырехжильные кабели могут выполняться с жилами одинакового сечения или с одной из жил меньшего сечения, чем остальные (для четырехпроводного). Эта жила меньшего сечения используется как нулевая или жила заземления.

Шкала номинальных сечений жил кабелей (в скобках приведены возможные значения сечений нулевых жил) имеет вид: 6(4), 10(6), 16(10), 25(16), 35(16), 50(25), 70(25,35), 95(35,50), 120(35,70), 150(50,70), 185(50,95), 240(70,120). Выбор сечений нулевых жил определяется режимом работы нейтралей сети электроснабжения. Как видно, номинальные

Таблица 4.1

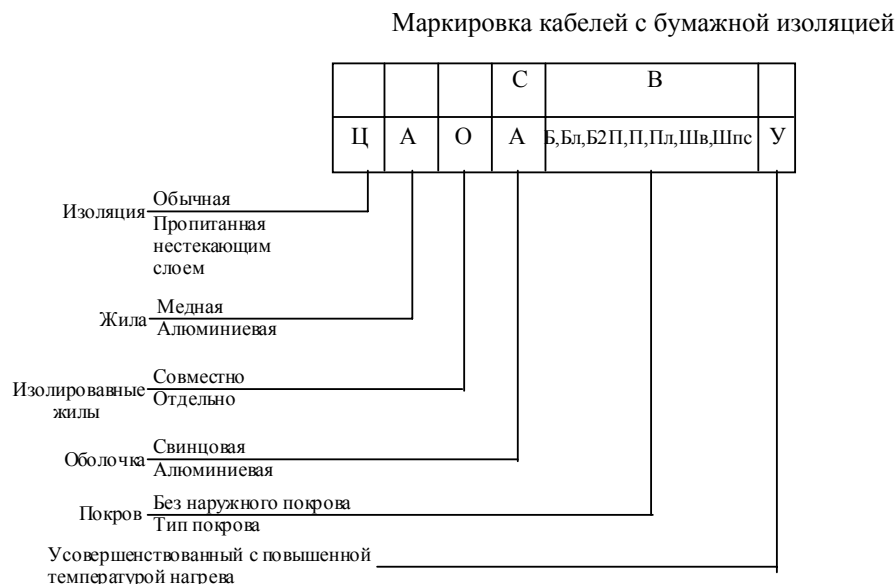


Таблица 4.2



стандартные сечения силовых кабелей находятся в интервале от 6 до 240 мм² с шагом (отношение соседних по шкале сечений) около 1,6.

Кабели с нормально пропитанной изоляцией имеют следующий диапазон сечений: кабели напряжением до 1 кВ – от 6 до 240 мм²; кабели 6 кВ – от 10 до 240 мм², кабели 10 кВ – от 16 до 240 мм². Кабели с нестекающими пропитками изоляции для любых классов напряжения имеют сечения от 25 до 240 мм².

Изоляция и наполнители. Для силовых кабелей применяется бумажная пропитанная или пластмассовая изоляция. Изоляция, наложенная непосредственно на жилу, называется изоляцией жилы. Изоляция, наложенная поверх всех жил, называется поясной.

Бумажная изоляция выполняется в виде нескольких слоев из лент кабельной бумаги, пропитанной специальным составом. Для кабелей до 10 кВ применяется бумага марок К-080, К-120, К-170 (толщиной соответственно 0,08; 0,12 и 0,17 мм). В зависимости от вязкости пропиточного состава разделяют кабели с вязким пропиточным, обедненно-пропиточным и нестекающим составами. Вязкий пропиточный состав – марки МП-3 (канифоль, полиэтиленовый воск и нефтяное масло). Обедненно-пропиточный состав – марка МП-3, но излишки состава из бумаги удалены. Эти кабели предназначены для прокладки вертикальных и наклонных трасс с ограниченной разностью уровней. Нестекающий состав – марки МП-5 (канифоль, полиэтиленовый воск, нефтяное масло и церезин). Эти кабели предназначены для прокладки на вертикальных и наклонных трассах без ограничения разностей уровней.

Толщина изоляции жил (в скобках – толщина поясной изоляции):

- кабель до 1 кВ – от 0,75 до 0,95 (от 0,5 до 0,6) мм;
- кабель 6 кВ – 2 (0,95) мм;
- кабель 6 кВ с обедненно-пропитанной изоляцией – 2,75 (1,25) мм;
- кабель 10 кВ – 2,75 (1,25) мм.

Кабели с пластмассовой изоляцией имеют изоляцию в виде сплошного слоя из поливинилхлоридного (ПВХ) пластика или композиционного полиэтилена. При этом поясная изоляция может быть выполнена в виде прессованного ПВХ шланга, нескольких слоев полиэтилентерефталатной пленки или сочетания бумаги и ПВХ пленки.

Экраны. Для выравнивания электрического поля силовых кабелей напряжением 6-10 кВ применяются электропроводящие экраны. В кабелях с бумажной изоляцией экраны располагают на поясной изоляции, в качестве экранов используется электропроводящая кабельная бумага марок КПУ-80 и КПУ-120. Это однослойная или двухслойная бумага, содержащая ацетиленовую сажу. Допускается выполнять экран из полупроводящей металлизированной бумаги, поверх которой наложена алюминиевая фольга. В кабелях с пластмассовой изоляцией 6 кВ экраны выполняются на жилах и поясной изоляции из электропроводящего полиэтилена. При этом необходимо иметь одинаковые коэффициенты теплового расширения у материалов изоляции жил и экранов.

Оболочки. Для предотвращения проникновения влаги в изоляцию, защиты от света, различных химических веществ и механических воздействий кабель имеет защитные оболочки. Лучшими оболочками для кабелей с бумажной изоляцией являются алюминий и свинец. Кабели с невлагеомой пластмассовой изоляцией не нуждаются в металлической оболочке, поэтому изготавливаются в пластмассовой оболочке. Алюминиевые оболочки из-за хороших механических характеристик (прочность, стойкость к вибрациям и т.д.) не требуют бронирования. Высокая электрическая проводимость алюминия обуславливает отсутствие экранов и возможность использования оболочки в качестве нулевой жилы.

Свинцовые оболочки обладают рядом недостатков: менее прочны по сравнению с алюминиевыми; при воздействии вибраций и растягивающих усилий растут кристаллы и образуются трещины; из-за ползучести свинца на наклонных и вертикальных трассах наблюдаются необратимые процессы растяжения оболочек в нижних частях; свинцовые оболочки подвержены воздействию почвенной и электрохимической коррозии.

Пластмассовые оболочки отличаются от изоляционного состава добавкой пластификаторов и стабилизаторов, обеспечивающих повышенную стойкость против светового старения. Полиэтиленовые и поливинилхлоридные оболочки более стойки к агрессивным средам по сравнению с алюминиевыми и свинцовыми. Оболочки из ПВХ-пластика обладают большим недостатком – хрупкостью при низких температурах.

Защитные покровы. Защитные покровы в полном составе имеют подушку, бронепокров и наружный покров. В зависимости от конструкции могут отсутствовать один или два компонента. Подушка накладывается на оболочку и предназначена для ее предохранения от механических повреждений лентами или проволоками брони. Ее толщина от 1,4 до 3,2 мм. Бронепокров предохраняет кабель от внешних механических воздействий и состоит из металлических лент или проволок. Ленты бывают стальные, покрытые битумным составом или оцинкованные. Проволоки используют стальные оцинкованные диаметром от 1,4 до 6 мм. Наружный покров предназначен для защиты брони от коррозии и выполняется в виде шланга из пластмассы или волокнистых материалов, пропитанных специальными противогнилостными составами. Толщина наружного покрова от 1,6 до 3,1 мм.

Сроки службы кабелей. Различают сроки гарантии и службы кабелей. Срок гарантии – период времени, в течение которого завод изготовитель гарантирует выполнение установленных требований по параметрам кабелей при выполнении условий хранения и транспортировки. Срок гарантии исчисляется с момента ввода в эксплуатацию. Срок службы – продолжительность эксплуатации до момента возникновения предельного состояния, т.е. невозможности дальнейшей эксплуатации.

Для кабелей с пластмассовой изоляцией установлены: гарантийный срок – 5 лет, срок службы – 25 лет; для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией – соответственно 4,5 и 30 лет.

4.3. Прокладка кабелей

4.3.1. Основные определения и требования к прокладке кабелей

Кабельная линия – линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Кабельная траншея – открытое искусственное сооружение, вырытое в земле с определенными глубиной и шириной и предназначенное для прокладки в ней кабелей. После прокладки кабелей и их испытаний траншея засыпается землей.

Кабельное сооружение – сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт и другого оборудования, обеспечивающего нормальную работу кабелей. К кабельным сооружениям относятся кабельные туннели, каналы, короба, шахты и т.д.

Кабельный туннель – закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку, ремонт и обслуживание кабелей.

Кабельный канал – закрытое и заглубленное (частично или полностью) непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей. Укладку, ремонт и обслуживание кабелей можно проводить только при снятых перекрытиях.

Кабельный блок – кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к ним колодцами.

Кабельная камера – подземное сооружение, закрываемое глухой съемной бетонной плитой и предназначенное для укладки кабельных муфт или для протяжки кабелей в блоки. Камера, имеющая люк для входа в нее, называется кабельным колодцем.

Кабельная эстакада – горизонтальное или наклонное сооружение, предназначенное для прокладки кабелей над землей. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной.

Кабельный короб – закрытая конструкция прямоугольного или другого сечения, изготовленная из негорючих материалов (металл, асбоцемент и т.д.) и предназначенная для прокладки в ней кабелей. Короба могут быть глухими или с открывающимися крышками, со сплошными или перфорированными стенками и крышками. Глухие короба не имеют крышек. Короба используются внутри помещений и в наружных установках.

Кабельный лоток – открытая конструкция, изготовленная из негорючих материалов и предназначенная для прокладки на ней кабелей. Лотки могут быть сплошными, перфорированными или решетчатыми. Лотки не являются защитой от внешних механических повреждений.

Кабельная шахта – специальное вертикальное сооружение в здании с закладными деталями в стенах, в которых монтируются металлические конструкции для крепления к ним вертикально проложенных кабелей.

Кабельная галерея – надземное или наземное закрытое полностью или частично (например, без боковых стен) горизонтальное или наклонное протяжное проходное кабельное сооружение.

Ограниченность свободной территории и плотность застройки городов и промышленных предприятий определяют использование кабельных линий и прокладку их в специальных сооружениях.

Трасса кабельной линии выбирается с учетом наименьшего расхода кабеля и обеспечения его сохранности от механических повреждений, коррозии, вибрации. Следует избегать перекрещивания кабелей друг с другом, с трубопроводами, кабелями связи и т.п. Кабельные линии должны выполняться таким образом, чтобы исключить опасные механические напряжения и повреждения. Для этого необходимо соблюдение следующих условий:

– кабели должны быть уложены с запасом по длине для компенсации возможных деформаций при изменении температуры, смещении почвы и т.д.;

– кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям, должны жестко закрепляться в конечных точках, у муфт, с обеих сторон у поворотов;

– кабели, проложенные вертикально, должны закрепляться так, чтобы не нарушались оболочки и жилы под действием собственного веса кабеля;

– конструкции, на которых прокладываются кабели без брони, должны быть выполнены так, чтобы избежать повреждения оболочек, в местах жесткого закрепления должны быть проложены эластичные прокладки;

– кабели всех типов, расположенные в местах, где возможно их механическое повреждение (движение транспорта, механизмов и доступность для посторонних лиц), должны защищаться на высоту не менее 2 метров;

– кабели должны прокладываться на удалении от нагретых поверхностей, предотвращающем нагрев его свыше допустимого, при этом необходимо предусмотреть защиту от прорыва горячих веществ;

– сооружения и конструкции кабельных трасс должны выполняться из негорючих материалов;

– запрещается устройство в кабельных сооружениях каких-либо временных устройств, хранение в них материалов и оборудования.

При выборе способов прокладки кабелей до 10 кВ следует руководствоваться следующим:

– при прокладке в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более 6 кабелей;

– прокладка в туннелях рекомендуется при числе кабелей, идущих в одном направлении, более 20;

– прокладка в блоках рекомендуется при большой стесненности по трассе, в местах пересечения с железнодорожными путями и т.д.;

– на территориях электростанций и крупных промышленных предприятий КЛ, как правило, должны выполняться в туннелях, каналах, блоках и по эстакадам. Прокладка в траншеях рекомендуется к удаленным объектам при числе кабелей не более 4;

– на территориях подстанций и распределительных устройств КЛ должны прокладываться в туннелях, каналах, трубах, в земле, в надземных железобетонных лотках и по эстакадам;

– в городах и поселках КЛ следует прокладывать в траншеях по непроезжей части улиц;

– по улицам и площадям с большим насыщением подземных коммуникаций прокладку КЛ при числе 10 и более в потоке рекомендуется производить в коллекторах и туннелях;

– при пересечении улиц с большой интенсивностью движения транспорта КЛ необходимо прокладывать в блоках или трубах;

– в четырехпроводных сетях должны использоваться четырехжильные кабели; прокладка нулевых жил отдельно от фазных не допускается;

– допускается использование трехжильных силовых кабелей в алюминиевой оболочке на номинальное напряжение 1 кВ с использованием оболочки в качестве нулевого провода в четырехпроводных сетях переменного тока с заземленной нейтралью, за исключением установок с взрывоопасной средой, установок, где ток в нулевом проводе составляет более 75% допустимого по нагреву тока фазного провода, установок питания блочных и местных щитков на электростанциях;

– для четырехпроводных сетей до 1 кВ следует применять кабели с пластмассовой изоляцией и пластмассовой оболочкой с нулевой жилой, сечение которой равно сечению фазных жил, а также кабели с пластмассовой изоляцией жил с алюминиевой оболочкой и с нулевой жилой, сечение которой равно половине сечения основных жил.

Особые условия прокладки кабелей в вечномерзлых грунтах:

- ниже глубины промерзания;
- в искусственных насыпях с привозным грунтом;
- в лотках на поверхности земли;
- на эстакадах.

Рекомендуется прокладка КЛ совместно с трубопроводами теплофикации, водопровода, канализации в специальных сооружениях.

Для прокладки в земле и в воде используются кабели в броне. При прокладке в коллекторах, тоннелях, каналах и в кабельных помещениях допустимо использовать кабели без брони.

При выборе способа прокладки кабелей необходимо помнить о требованиях надежности работы того оборудования, которое получает питание от кабеля. В частности, необходимо помнить, что прокладка кабелей в траншеях, являясь самой дешевой, одновременно является самой ненадежной. Известно, что около 80% всех отказов кабелей разных напряжений и способов прокладки приходится именно на кабели, проложенные в траншеях. Наиболее надежными являются прокладки на эстакадах и в туннелях. Очень важно то, что около 36% всех отказов вызвано повреждениями строительными механизмами. Вообще статистика свидетельствует, что чаще всего отказы в работе кабелей вызваны заводскими дефектами, механическими повреждениями при прокладке и перекладке их в процессе эксплуатации, из-за коррозии оболочки и т.д.

4.3.2. Способы прокладки кабелей

Прокладка кабельных линий в траншеях. Размеры земельных участков и охранные зоны для КЛ при их прокладке в земле установлены специальными правилами. В пределах зоны не допускается укладка других коммуникаций без согласования с организацией, эксплуатирующей КЛ.

Глубина траншей: для КЛ до 20 кВ – 0,7 м; 35 кВ – 1 м; при пересечении улиц и площадей – 1 м. Ширина траншей по дну для кабелей до 10 кВ принимается: при прокладке одного кабеля – 350/250, при двух кабелях – 500/300 мм и т.д. (в числителе при защите кабеля кирпичом или железобетонными блоками, в знаменателе без защиты). С увеличением числа прокладываемых кабелей 1 ÷ 6 с защитой кирпичом или железобетонными плитами ширину траншей (Т) по дну увеличивают на 120-130 мм. Соответственно обозначения траншей – Т-1 ÷ Т-6.

Дно траншеи по всей длине должно быть подсыпано песком или просеянной землей, толщина подсыпки – не менее 100 мм (рис.4.1).

Вдоль всей траншеи должны быть приготовлены для засыпки кабелей песок или земля. При прокладке кабеля вдоль имеющихся кабелей или коммуникаций, вблизи зданий и сооружений должны соблюдаться расстояния в свету (между близлежащими точками по отвесу) не менее:

- между кабелями до 10 кВ – 0,1 м;
- от кабелей 35 кВ – 0,25 м;
- от кабелей других организаций и кабелей связи – 0,5 м;
- от стволов деревьев 2 м и от кустарников 0,75 м;
- от фундаментов зданий и сооружений 0,6 м;
- от трубопроводов, водопровода, канализации, газопроводов низкого и среднего давления 1 м;
- от газопроводов высокого давления и теплопроводов 2 м;
- от электрифицированной железной дороги 10,75 м;
- от трамвайных путей 2,75 м;
- от отвеса крайнего провода ВЛ 110 кВ 10 м;

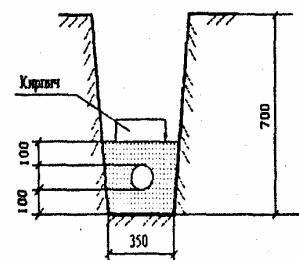


Рис.4.1. Размеры кабельной траншеи Т-1 с защитой кирпичом

– от опоры ВЛ до 1 кВ 1 м.

При пересечении других кабельных линий и инженерных коммуникаций расстояния в свету должны быть не менее:

- от кабелей до 10 кВ 0,25 м;
- от трубопроводов, теплопроводов, газопроводов 0,5 м;
- от полотна железной дороги, трамвайных путей, автомобильных дорог 0,6 м.

При прокладке по мостам кабели должны быть в алюминиевой или пластмассовой изоляции (при условии электрической изоляции их от металлических частей), под пешеходной частью мостов – в трубах из негорючих материалов.

Для всех типов кабелей в зависимости от марки и сечения жил нормируются величины минимальных радиусов изгиба в местах поворота и ответвлений. Этот радиус имеет значения от 450 до 950 мм.

На уклонах от 20 до 50 градусов прокладка кабелей в траншеях производится с креплением их к железобетонным сваям, вбиваемым вертикально на расстояниях от 15 до 50 м.

Кабели по трассе укладываются «змейкой» с запасом 1-2% от его длины для исключения возможности возникновения опасных механических напряжений при смещении почвы и температурных деформациях. После укладки и подсыпки кабеля (слоем не менее 100 мм) укладывается сигнальная лента красного цвета из пластика толщиной 0,5 - 1 мм и шириной не менее 150 мм. Если проектом предусмотрена защита кабеля красным кирпичом или асбоцементными плитами, сигнальную ленту укладывать необязательно.

После указанных работ составляется акт на производство скрытых работ, который является официальным документом, разрешающим засыпку траншеи грунтом. Запрещается засыпка грунтом с камнями, отходами металла и т.д.

Вне зависимости от места и способа прокладки кабелей, рода изоляции и напряжения прокладку, как правило, следует проводить при положительной температуре окружающего воздуха. Размотка, переноска и прокладка в холодное время без предварительного подогрева допускаются для всех марок кабелей при некоторых определенных температурах. Например, для кабелей с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, и с пропитанной изоляцией минимально допустимая температура 0°C. Для кабелей с пластмассовой изоляцией без защитных покрытий – минус 15 - 20°C и для кабелей с защитными покровами – минус 7°C.

При температуре воздуха ниже минимально допустимой разрешается прокладка только после предварительного подогрева и в минимально сжатые сроки: при температуре от 0 до -10°C в течение 1 часа; при температуре от -10 до -20°C в течение 40 мин; при температуре ниже -20°C в течение 30 мин. При этом предварительно кабель подогревается до необходимой температуры. Способы подогрева выбираются в зависимости от возможностей: трехфазным током (при теплоизоляции барабанов войлочно-брезентовым капотом), постоянным или однофазным током при бифилярном соединении жил (при теплоизоляции барабанов), внутри обогреваемых помещений, в палатке с паровым отоплением, воздухоуловками и т.д. В качестве источника при прогреве кабеля током следует выбирать сварочные аппараты мощностью 15-25 кВА. На все виды работ существуют нормы и правила, на которых в данной работе мы не будем останавливаться подробно.

Прокладка кабелей в трубах. В тех случаях, когда необходимо защищать кабели от механических повреждений, от воздействия агрессивных грунтов и блуждающих токов, их необходимо прокладывать в трубах. Для этой цели применяют стальные, чугунные, асбоцементные, керамические и пластмассовые трубы. Внутренний диаметр труб для прокладки кабеля с однопроволочными алюминиевыми жилами с символом (ож), а также для кабелей марки ААШв должен быть не менее двукратного наружного диаметра кабеля. Во всех остальных случаях диаметр труб не менее полуторакратного диаметра кабеля.

Трубы должны удовлетворять следующим условиям:

- внутренняя поверхность должна быть гладкой;
- торцы труб с внутренней стороны должны быть скруглены с радиусом не менее 5 мм и при этом не должны иметь изломов, заусениц;
- соединения труб должны быть строго соосны;
- торцы труб в местах входа в туннели, каналы должны быть заделаны заподлицо с внутренними поверхностями стен.

Соединения труб должно выполняться с помощью металлических, пластмассовых или резиновых манжет или асбоцементных муфт.

При образовании блоков расстояние между трубами должно быть не менее 100 мм (по вертикали и горизонтали). При этом верхние трубы блока должны находиться от верхнего среза траншеи на глубине 0,7 м. Концы труб после прокладки в них кабелей уплотняют намоткой нескольких слоев смоляной ленты или кабельной пряжи.

Прокладка кабелей в каналах. Кабельные каналы следует использовать при внутрицеховой и внецеховой прокладках. Каналы выполняют из унифицированных железобетонных лотков с перекрытиями, из железобетонных плит с основаниями и перекрытиями из монолитного железобетона, а также из кирпича. Этот способ прокладки позволяет обеспечить осмотры и ремонты кабельных линий в процессе эксплуатации без производства земляных работ, кроме того, обеспечивается защита кабелей от механических повреждений.

В каналах должны быть выполнены мероприятия по предотвращению попадания в них технологических вод и масел. Для отвода грунтовых вод дно в каналах должно иметь уклон не менее 0,1% в сторону водосборников или ливневой канализации. Каналы, расположенные ниже уровня грунтовых вод или во влажных грунтах, должны иметь гидроизоляцию стен и дна.

На участках, где возможно разлитие расплавленных металлов, жидкостей с высокой температурой или вещества, разрушающего оболочки кабелей, сооружение каналов не разрешается.

Кабельные каналы вне зданий по соображениям охраны могут быть засыпаны поверх плит землей толщиной слоя 300 мм и более. Расположение кабелей в каналах на конструкциях может быть различным в зависимости от размеров канала: на одной стенке на подвесах, на одной стенке на полках, на двух стенках на подвесах, по дну канала при глубине его не более 0,9 м и т.д. Ширина прохода должна быть не менее 300 мм для каналов глубиной до 600 мм и не менее 400 мм для каналов большей глубины. В каналах должны прокладываться кабели с оболочками, не распространяющими горение.

Прокладка кабелей в блоках. Этот вид прокладки рекомендуется в местах пересечений с железными и автомобильными дорогами, в условиях стесненности по трассе, при возможности пролива расплавленного металла, при агрессивных средах, при необходимости защиты от блуждающих токов.

Для сооружения блоков применяют двух- и трехканальные железобетонные панели для прокладки в сухих, влажных и насыщенных водой грунтах; асбоцементные трубы для защиты от блуждающих токов; керамические трубы для защиты в агрессивных грунтах.

В местах изменения направления трассы и на прямолинейных участках большой длины выполняются кабельные колодцы. Число колодцев должно быть минимальным при соблюдении условий: длина кабелей не более строительной; при протягивании кабелей усилия не более допустимых.

Габариты колодцев должны быть такими, чтобы обеспечить протяжку кабелей с радиусом изгиба $R=25d$ (d – диаметр кабеля) и установку муфт длиной 1250 мм. Колодцы выполняются из кирпича или сборного железобетона и бывают следующих типов: проходной прямого угла; угловой для изменения направления с углами поворота 90, 120, 135 и 150 градусов; тройниковый прямой; крестообразный.

Горловины колодцев должны быть круглыми или овальными и иметь две крышки, нижняя с приспособлением для снятия. Колодцы должны быть снабжены скобами или металлической лестницей для спуска. Входы труб в колодцы должны быть уплотнены, а при влажных грунтах должна быть устроена гидроизоляция. При параллельной прокладке блоков с трубопроводами расстояние между ними должно быть не менее 250 мм, а при параллельной прокладке с теплопроводами – не менее 2 м. Каждый кабельный блок должен иметь не менее 10 % резервных каналов (но не менее одного канала).

Для затяжки кабеля в трубы блока необходимо очистить их от мусора и раствора. Следует применять кабели с голой свинцовой оболочкой марок СГ и АСГ, а также кабели с голой ПВХ оболочкой марок ВВГ, АВВГ, игр и АВГР. Протяжку кабеля ведут с использованием лебедки или автомобиля со скоростью 0,6 - 1 км/ч и по возможности без остановок для того, чтобы избежать больших усилий при трогании. После протяжки кабель в колодце укладывается на конструкции, концы его герметизируются, а в местах выхода кабеля из каналов блока для защиты оболочки от истирания подкладываются эластичные прокладки, отверстия блоков на вводах в сооружения заделываются несгораемым и легко пробиваемым материалом.

Прокладка кабелей в туннелях и коллекторах. Кабельные линии городских электрических сетей прокладывают в туннелях: а) при прохождении в одном направлении более 30 кабелей; б) если нет другой возможности прокладки (в лотках и др.); в) при наличии неиспользуемых или частично используемых готовых туннелей других организаций. Кабельные туннели и коллекторы рекомендуются сооружать в городах и на предприятиях с уплотненной застройкой территории или при большом насыщении территории инженерными коммуникациями, а также на территориях больших металлургических, машиностроительных и других предприятий.

Туннели и коллекторы круглого проходного сечения имеют внутренний диаметр 2,6 м и предназначены для двусторонней прокладки кабелей. Коллекторы и туннели прямоугольного сечения предназначены для двусторонней и односторонней укладки кабелей и бывают проходного и полупроходного исполнений. Проходной (рис. 4.2) имеет высоту не менее 2,1 м, полупроходной – 1,65 м. Ширина туннеля 1,5 м (одностороннего) и 1,8; 2,1; 2,4 м (двустороннего обслуживания). Применение полупроходных коллекторов допускается в местах, где подземные коммуникации мешают выполнить проходной, длиной не более 15 м и для кабелей напряжением не более 10 кВ. Проходы, как правило, должны быть не менее 1 м, однако допускается их уменьшение до 800 мм на участках не более 500 мм. Пол должен иметь наклон в сторону водосборников, а при отсутствии дренажа должны быть устроены водосборные колодцы размером 0,4x0,4x0,3 м, перекрываемые металлическими решетками.

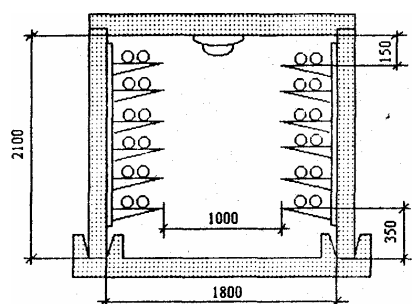


Рис. 4.2. Схематическое изображение проходного кабельного туннеля двустороннего обслуживания

Туннели и коллекторы должны быть обеспечены в первую очередь естественной вентиляцией, при этом расчет вентиляции проводят с учетом тепловыделения кабелей и трубопроводов. Вентиляционные устройства должны автоматически отключаться, а воздушные заслонки автоматически закрываться при возникновении пожара. Кроме того, предусматриваются стационарные средства для дистанционного и автоматического пожаротушения. Должны быть установлены датчики появления дыма и повышения температуры свыше 50°C. Коллекторы и туннели должны оснащаться электрическим освещением и сетью питания переносных светильников и инструмента.

Протяженные туннели и коллекторы разделяют огнестойкими перегородками на отсеки длиной не более 150 м с дверями шириной не менее 0,8 м. По способам открывания дверей (внутрь или наружу, с ключом или без) имеются специальные правила. В некоторых случаях допускается применение люков в перекрытиях, люки имеют диаметр 700 мм и снабжены двумя крышками, одна из них (нижняя) стальная с приспособлением для замка, а верхняя (чугунная) закрывает доступ к горловине люка. Все металлические конструкции должны иметь антикоррозионное покрытие.

Перед прокладкой кабелей туннели (коллекторы) принимаются по акту электромонтажной и эксплуатирующей организациями. К прокладке разрешаются только кабели с негорючими оболочками.

Кабели по высоте располагают следующим образом: снизу – контрольные (связи), выше – силовые кабели напряжением ниже 1000 В и, наконец, силовые кабели напряжением выше 1000 В. Кабели должны быть жестко закреплены в конечных точках с обеих сторон изгибов и у соединительных муфт. Каждую соединительную муфту необходимо укладывать на отдельной полке и заключать в защитный противопожарный кожух, отделяя его от верхних и нижних кабелей защитными асбоцементными перегородками. Защитные кожухи предназначены для защиты кабелей и оборудования при взрывах и возгораниях муфт. Типоразмеры кожухов имеются в специальной справочной литературе. Для прохода кабелей через перегородки, стены и перекрытия должны быть установлены патрубки из несгораемых материалов. Механизированная прокладка кабеля проводится, как правило, тяжением лебедкой. Барабан устанавливается на домкратах на одном конце трассы, лебедка на другом (рис. 4.3).

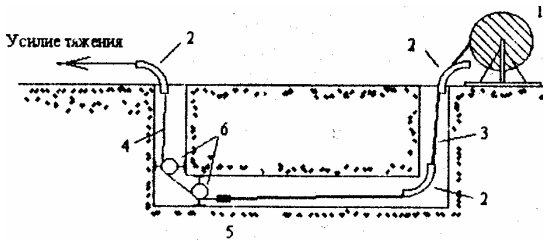


Рис. 4.3. Схема протяжки кабеля на одном участке.
1 - кабельный барабан; 2 - направляющие секторы; 3 - кабель; 4 - трос; 5 - мягкая вязка (соединение троса и кабеля); 6 - распорные ролики для троса

Лотки представляют собой металлические конструкции корытообразного сечения, сплошные, перфорированные или решетчатые и не являются защитой от механических повреждений. Лотки устанавливаются на опорных конструкциях по стенам и по перекрытиям на высоте не менее 2 м от уровня пола или на площадках обслуживания, где нет опасности механических повреждений, в электротехнических помещениях, обслуживаемых специально обученным персоналом, высота не нормируется. При параллельной прокладке лотков и трубопроводов расстояние между ними должно быть не менее 100 мм. Прокладку кабелей проводят тяжением вдоль трассы с последующей укладкой на лотки вручную. При раскатке используют ролики на расстоянии не более 2 м друг от друга, а в местах поворота с таким учетом, чтобы радиус поворота был не менее допустимого.

Кабели укладывают однослойно (с расстоянием в свету между ними около 5 мм), пучками в один слой (расстояние между пучками 20 мм), однослойно без промежутков и многослойно. Крепления кабелей на прямых участках трассы не требуется. Кабели в пучках скрепляются между собой и прикрепляются к лотку. В местах поворота трассы во всех случаях крепление делается до и после поворота на расстоянии не более 0,5 м. Крепление осуществляется при помощи металлической полосы с хомутом, скобой, пряжкой и т.д. При креплении небронированных кабелей делается подкладка под полосу из асбеста, ПВХ и других материалов толщиной не менее 2 мм.

Прокладка кабелей на эстакадах и в галереях. Прокладка кабелей напряжением до 10 кВ сечением до 240 мм² на эстакадах и в галереях применяется для межцеховых электрических сетей по территориям предприятий (как указано выше, эстакада отличается от галереи: галерея закрыта полностью или частично от внешних воздействий, в частности солнцезащитными козырьками). Применение их рекомендовано в условиях химических и нефтехимических предприятий, где возможны разливы веществ, разрушительно действующих на оболочки. Допускается использовать эстакады для совмещенной прокладки трубопроводов и кабелей. Различают эстакады непроходные (железобетонные или металлические), проходные (железобетонные, металлические или комбинированные) – рис. 4.4.

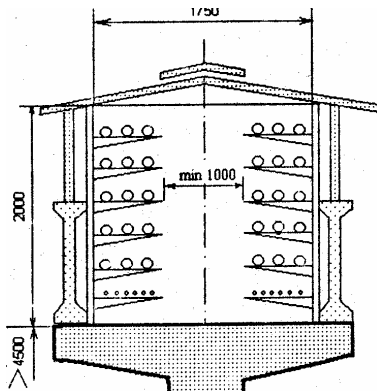


Рис. 4.4. Кабельная эстакада (галерея) из сборного железобетона, проходная с двусторонним обслуживанием

Непроходные выполняют таким образом, чтобы была возможность обслуживать их со специально оборудованных машин.

В большинстве случаев эстакады и галереи выполняют из унифицированных элементов, а эстакады для совместной прокладки трубопроводов и кабелей имеют индивидуальное исполнение. Расстояние между опорами эстакады принимается 6 или 12 м. Основная высота от полотна автодороги – 5 м. На территориях, где отсутствуют пересечения с автодорогами, допускается высота 2,5 м (от планировочной отметки земли). При пересечении с неэлектрифицированными железными дорогами высота эстакад 6 м, а с электрифицированными 6,5 м от головки рельса. Углы поворота эстакад не нормируются.

Непроходные эстакады без солнцезащитных козырьков (рис. 4.5) предназначены для прокладки 16, 24 и 40 кабелей, проходные для прокладки 64 и 128 кабелей. Расстояния между полками на непроходных эстакадах 200 мм, на проходных 250 мм. Расстояния по горизонтали между полками 1 м, но оно может быть увеличено для облегчения обслуживания. Стрела провеса кабелей между конструкциями не должна превышать 0,4 м. Все остальные требования по прокладке кабелей (расстояния между ними в свету, установка муфт и т.д.) такие же, как и для прокладки

в туннелях

Для прокладки на эстакадах должны применяться кабели с антикоррозийной защитой без наружных горючих покровов или с наружным защитным покровом из негорючих материалов.

Раскатка кабелей в закрытых эстакадах и галереях проводится тяжением каната по угловым или линейным роликам с использованием лебедки и последующей укладкой на опорные конструкции вручную. Для раскатки по открытым эстакадам и галереям используют специальные машины, на которых располагается барабан и «хобот», через который подается кабель непосредственно на конструкции.

Прокладки кабелей на тросах. Прокладка кабелей напряжением до 1 кВ допускается как внутри, так и вне помещений. Монтаж кабелей на тросах применяется в особых случаях, когда другие способы прокладки неприменимы по каким-либо соображениям. Кабели, прокладываемые вне помещений, должны иметь защитное негорючее наружное покрытие. Выбор троса определяется нагрузкой. В качестве тросов применяются сплетенные из стальных оцинкованных проволок канаты или круглая стальная проволока.

Расстояние между анкерными креплениями (т.е. креплениями, на которых устанавливается устройство для натяжки троса) должно быть не более 100 м, а расстояние между промежуточными креплениями не более 30 м для одного-двух кабелей сечением до 70 мм² и не более 12 м при большем числе кабелей, расстояния между кабельными

Вдоль трассы расставляются линейные и угловые ролики (чаще всего они представляют собой стойку, устанавливаемую в распор от пола до потолка или от стены до стены с закрепленными на стойке роликами). После растяжки кабеля по трассе он вручную перекалывается на кабельные конструкции. Прокладку малого числа кабелей при небольшой их длине обычно проводят вручную. Крепление кабелей к конструкциям осуществляется хомутами через прокладки (листовой асбест, листовый ПВХ).

Прокладка кабелей на лотках. Лотки предназначены для открытой прокладки кабелей там, где по действующим правилам прокладка их в стальных трубах необязательна. На лотках разрешается производить укладку небронированных кабелей напряжением до 1000 В и сечением не более 16 мм².

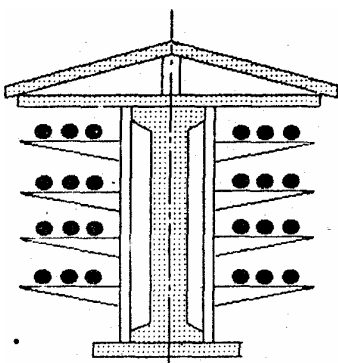


Рис. 4.5. Кабельная эстакада из сборного железобетона канального типа без солнцезащитных козырьков м.

подвесками 0,8-1 м. Стрела провеса троса после натягивания с помощью натяжной муфты не должна превышать 1/40-1/60 длины пролета.

Маркировка кабельных линий. Перед сдачей в эксплуатацию на всех проложенных кабелях, а также на всех муфтах должны быть установлены маркировочные бирки. На скрыто проложенных кабелях в траншеях, трубах, блоках бирки устанавливаются на конечных пунктах, у конечных заделок, в колодцах и камерах блочной канализации. На открыто проложенных кабелях, в производственных помещениях, коллекторах, туннелях бирки устанавливаются на конечных заделках, у соединительных муфт, в местах изменения направления трассы, с обеих сторон проходов через междуэтажные перекрытия, стены и перегородки, в местах входа-выхода в траншеи, каналы, трубы, блоки и т.д., а также на прямолинейных участках через каждые 50-70

Для кабелей разных напряжений следует применять маркировочные бирки разной конфигурации: прямоугольные размером 55x55 мм для кабелей до 1 кВ, круглые диаметром 55 мм для кабелей свыше 1 кВ. Толщина бирок 1 мм. Бирки из пластмассы применяются для сырых помещений, вне зданий и в земле и из пластмассы, стали или алюминия в сухих помещениях. На бирках обозначают марку кабеля, номинальное напряжение, число и сечение жил, номер или наименование кабельной линии, а на бирках у муфт и заделок – номер муфты, дату монтажа и фамилию монтажника. Для подземных линий и в помещениях с химически агрессивной средой обозначения наносят штамповкой, кернением или выжиганием. Во всех остальных случаях допускается наносить маркировку краской. Бирки закрепляются капроновой нитью или оцинкованной проволокой диаметром 1-2 мм, а также пластмассовой лентой с кнопками.

Надежность различных видов прокладки кабелей. Как показали статистические исследования (табл. 4.3), наибольшее количество отказов КЛ напряжением 6-10 кВ промышленных предприятий, приходится на кабели, проложенные в траншеях. Именно этим обусловлено то, что в современных условиях на промышленных предприятиях большое распространение получают прокладки на галереях и эстакадах.

Более 36% всех отказов КЛ связаны с отказами при повреждении строительными механизмами. Значительное число отказов возникает от повреждений, которые вызываются заводскими дефектами, механическими повреждениями при прокладке или перекладке кабелей, из-за коррозии металлической оболочки, а также из-за оползней, просадки грунта и т.д. К заводским дефектам можно отнести складки на бумажных лентах, продольные и поперечные порезы и надрывы, дефекты жил и свинцовых оболочек и т.д. При этом многие дефекты не выявляются при контрольных испытаниях и приводят к аварийному пробое только в процессе эксплуатации.

Таблица 4.3

Отказы кабельных линий при различных способах прокладки

Способ прокладки	Число отказов, %	
	кабелей	соединительных муфт
В траншеях	81,3	90,3
В туннелях	2,2	2,0
В каналах	4,5	2,6
В блоках	7,9	4,8
На эстакадах	0,4	-
На кабельных конструкциях в цехах	3,7	0,3

4.4. Защита от коррозии и заземление кабелей

Заземление металлических оболочек и брони кабелей, металлических корпусов муфт и конструкций, на которых расположены кабели, производится для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, а также для предотвращения выплавления свинцовой или алюминиевой оболочки при пробое изоляции на землю. Броня и металлические оболочки кабелей должны иметь надежные соединения по всей длине между собой и с металлическими корпусами муфт. Соединение брони и оболочек с муфтами осуществляется с помощью гибких многопроволочных медных проводников. На концах кабельных линий медные проводники присоединяются к магистрали заземления. Сечения проводников должны быть не менее:

- для кабелей с сечением жил до 10 мм² – 6 мм²;
- для кабелей с сечением жил от 10 до 35 мм² – 10 мм²;
- для кабелей с сечением жил от 50 до 120 мм² – 16 мм²;
- для кабелей с большим сечением – 25 мм².

Способы крепления заземляющих проводников к кабельным муфтам определяются специальными правилами, описанными в инструкциях по монтажу этих муфт. Провод заземления к свинцовым или алюминиевым оболочкам крепится с помощью банджа из стальной оцинкованной проволоки диаметром 1-1,5 мм с последующей пайкой припоем. Присоединение к броне делается для обеих лент, а для проволочной брони – по окружности ко всем проволокам. Места присоединения должны быть зачищены до блеска и облужены.

Заземление стальных лотков и коробов должно быть не менее чем в двух местах, как правило, по концам линии.

Защита кабелей от коррозии. Металлические оболочки кабелей в агрессивной среде должны быть защищены от коррозии. Открыто проложенные кабели защищают от коррозионного воздействия окружающей среды путем окраски брони или металлической оболочки антикоррозионными красками и лаками. Различают два вида коррозии металлов в земле: почвенную (электрохимическую) и от блуждающих токов. Коррозия от переменных блуждающих токов бывает обычно незначительной, наиболее опасным является блуждающий постоянный ток, обычно возникающий вблизи электрифицированного транспорта.

Коррозионная активность почв определяется по концентрации водородных ионов pH и разделяется на низкую, среднюю и высокую. Иногда коррозионную активность определяют не по химическому составу почвы, а по ее удельному электрическому сопротивлению по соотношениям, приведенным ниже:

Минимальное удельное сопротивление грунтов, Ом-м	>100	>20	>10	>5	<5
Степень коррозионной активности грунтов	Низкая	Средняя	Повышен	Высокая	Очень высокая

Для защиты кабеля от коррозии следует рационально выбирать трассы и типы кабелей, а также, при необходимости, использовать активную электрозащиту. Кабельные линии подлежат защите от коррозии:

- в грунтах с удельным сопротивлением выше 20 Ом-м и среднесуточной плотностью тока, стекающего в землю, $0,15 \text{ мА/дм}^2$;
- при прокладке в грунтах с удельным сопротивлением менее 20 Ом м независимо от плотности стекающего тока.

При отсутствии точных данных о степени коррозионной активности грунтов защита устанавливается, если потенциал в анодной зоне превышает 0,2 В. Для прокладки в земле применяют кабели с защитными битумными покровами поверх брони. С течением времени защитные покровы пропитываются водой, а так как вода содержит кислоты, щелочи или соли, то покровы становятся электролитами, вступающими в электрохимическую реакцию с металлическими оболочками кабелей. Надежными и стойкими защитными покровами являются шланговые покровы из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена высокого давления толщиной 0,8-2,5 мм.

Для защиты кабелей, не имеющих противокоррозионных защитных покровов, применяются электродренаж, катодные перемишки и протекторная защита. Электродренаж – металлическая перемишка, с помощью которой блуждающие токи с оболочек кабеля отводятся в рельсы или непосредственно на отрицательные шины трамвайных подстанций. При этом отрицательный потенциал подается на оболочку, вследствие чего прекращается отекание с нее блуждающих токов и прекращается коррозия.

Катодные установки применяются, когда электродренаж невозможен или невыгоден. Катодная установка создает на оболочке отрицательный потенциал (рис. 4.6). Промышленностью выпускаются несколько типов катодных станций, различающихся мощностью.

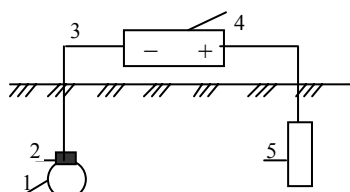


Рис. 4.6. Принцип действия катодной защиты: 1 – кабель; 2 – контакт стальной шины с металлической оболочкой кабеля; 3 – стальная шина; 4 – источник постоянного тока; 5 – протектор

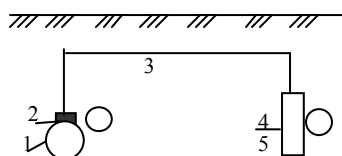


Рис. 4.7. Принцип действия протекторной защиты: 1 – кабель; 2 – контакт стальной шины с металлической оболочкой кабеля; 3 – стальная шина; 4 – протектор

Протекторная защита (рис. 4.7) заключается в том, что электрод (про

тектор), подключаемый к металлической оболочке кабеля, состоит из сплава металла, имеющего более высокий отрицательный электрохимический потенциал, поэтому токи циркулируют от оболочки к протектору. Протекторную защиту выполняют при малых значениях блуждающих токов, если потенциал оболочки кабеля превышает по отношению к земле 0,3 В.

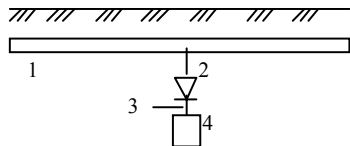


Рис. 4.8. Принцип действия поляризованной протекторной защиты: 1 – оболочка кабеля; 2 – диод; 3 – стальная шина; 4 – протектор

При наличии блуждающих токов промышленной частоты или знакопеременных блуждающих токов (в грунтах с удельным сопротивлением не выше 60 Ом/м) применяют протекторную поляризованную защиту (рис. 4.8), действующую в направлении отсоса » землю в момент наличия на оболочке кабеля положительного потенциала.

4.5. Обслуживание кабельных линий

В процессе прокладки и монтажа КЛ эксплуатирующая организация обязана осуществлять технический надзор за производством работ.

Кабельные линии могут обеспечить надежную и долговечную работу только при условии соблюдения технологии монтажных работ и требований ПУЭ. Необходимо постоянно следить за состоянием кабельных коллекторов, туннелей и шахт, где скапливается большое число кабелей; пожары в кабельных туннелях приводят к крупному материальному ущербу. Температура воздуха в кабельных сооружениях не должна превышать температуру окружающего воздуха более чем на 10 градусов.

На трассах КЛ до 35 кВ систематически проводят осмотры и обходы:

- кабелей, проложенных в земле – не реже одного раза в три месяца;
- концевых муфт на КЛ выше 1 кВ – один раз в шесть месяцев; до 1 кВ – один раз в год;
- кабельных колодцев – два раза в год.

Внеочередные осмотры производят в период паводков и после ливневых дождей.

Особое внимание необходимо уделять кабелям, проложенным в районах прохождения электрифицированного транспорта. Не менее двух раз в течение первого года эксплуатации необходимо измерять уровни потенциалов и блуждающих токов. Для своевременного выявления дефектов изоляции кабеля и муфт и тем самым предупреждения выхода из строя кабеля и разрушения его токами коротких замыканий проводят профилактические испытания. Испытания кабелей повышенным напряжением проводят обычно на постоянном токе (при переменном токе значительно увеличивается мощность испытательной установки). При этом изменяют выпрямленное напряжение ступенями от нуля до величины, установленной ПУЭ. В среднем для кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией испытательное напряжение в 5-6 раз выше номинального напряжения кабеля. Исключение составляют кабели с резиновой изоляцией, для них испытательное напряжение в 2 раза выше номинального.

Длительность испытаний каждой жилы по отношению к двум другим, соединенным с оболочкой и броней, составляет для кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией – 10 мин, с резиновой изоляцией – 5 мин. При испытаниях кабелей до 1 кВ, проложенных как внутри помещений так и в земле, руководствуются следующими требованиями: кабельные линии, соединяющие низковольтную сторону трансформаторов с распределительными щитами испытывают мегомметром на напряжение 2,5 кВ, а кабельные линии от распределительных щитов к ЭП – мегомметром на напряжение 1 кВ. При этом сопротивление изоляции каждой жилы по отношению к двум другим, соединенным вместе с оболочкой и с броней, должно быть не менее 0,5 МОм.

При прокладке кабелей до 20-35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией по крутонаклонным трассам происходит отекание пропиточного состава и усиление процессов ионизации, приводящих к пробое. Для своевременного обнаружения опасной степени осушения кабелей ПТБ предписывают периодически осуществлять контроль вертикальных участков трассы путем измерения разности в нагреве отдельных точек вертикального участка, которая не должна превышать 2-3°C, или диэлектрических потерь со снятием кривых $tg\delta = f(U)$ для вертикального участка и остальной части линии. Для измерения разности температур устанавливают по три-четыре термосопротивления на оболочке кабеля. Превышение температуры хотя бы в одной точке по отношению к другим более чем на 2-3°C указывает на опасное снижение изоляции и необходимость замены участка.

Для определения места повреждения в кабеле, происшедшего в процессе эксплуатации или при пробое в результате профилактических испытаний, существует несколько методов. Наиболее распространенными являются следующие: импульсный, петли и индукционный.

Импульсный метод основан на измерении времени пробега прямого импульса от электронного прибора до места повреждения и обратного, отраженного. Приборы выпускаются нескольких типов: ИКЛ-4, ИКЛ-5, Р5-1А и Р5-5.

Прибор ИКЛ-4 применяют только для кабельных линий, остальные могут использоваться и для воздушных ЛЭП.

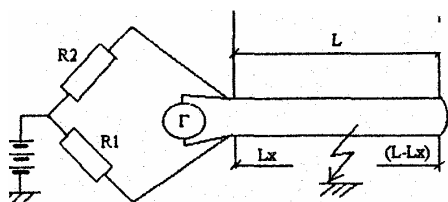


Рис. 4.9. Схема петлевого метода определения места повреждения кабельной линии

Метод петли основан на сопоставлении сопротивлений целой и поврежденной жил кабеля. Измерения производят с помощью универсального моста сопротивлений или специального кабельного моста (рис. 4.9). После достигнутого по показаниям гальванометра (Г) равновесия плеч моста расстояние до места повреждения определяется по формуле:

$$L_x = \frac{2R_1L}{R_1 + R_2}, \text{ где } L - \text{длина всего участка линии; } R_1; \text{ и } R_2 - \text{сопротивления плеч моста.}$$

Индукционный метод основан на пропускании по кабелю тока звуковой частоты (обычно около 1 кГц) и улавливании в телефоне с помощью магнитной рамки-искателя усиленного звука в месте повреждения при прохождении с рамкой-искателем вдоль трассы. Выпускают приборы с генераторами звуковой частоты (с рамкой и усилителем) типа ИНК-3 для открытых кабелей и типа КИ-2М для кабелей под землей. При определенных навыках достигается высокая точность отыскания места повреждения в кабелях.

4.6. Маркировка и области применения установочных проводов

Установочные провода применяют для распределения электроэнергии в силовых и осветительных сетях, а также для электроснабжения электроустановок. Провода выпускаются с резиновой, поливинилхлоридной и полиэтиленовой изоляцией. Интервал рабочих температур для проводов с резиновой изоляцией от -40 до +65°C; проводов с ПВХ и полиэтиленовой изоляцией от -50 до +70°C. Все виды установочных проводов можно использовать при относительной влажности до 98% при 20°C (провода с резиновой изоляцией) и 40°C (провода с пластмассовой изоляцией). Ниже (табл. 4.4, 4.5) приводятся основные марки проводов.

Таблица 4.4

Марки и области применения установочных проводов с резиновой изоляцией

Марка	Сечение жилы, мм ²	Краткая характеристика	Область применения
АППР	2,5 – 10	Провод с алюминиевой жилой и резиновой изоляцией, не распространяющей горения	Для неподвижной прокладки внутри и вне помещений (на изоляторах) в сетях напряжением до 660 В
АПР	2,5-120	То же, в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	То же
АПРВ	2,5-16	То же, с наружной оболочкой из поли-	То же, и в помещениях с повышенной

		винилхлоридного пластика	Влажностью
АПРН	2,5-120	То же с наружной оболочкой из резины, не распространяющей трения	То же
ПРТО	1-120	То же с жилой из медных проволок	То же
ПР	0,75-120	Провод с медной однопроволочной жилой с резиновой изоляцией в пропитанной хлопчатобумажной оплетке	Для неподвижной прокладки внутри и вне помещений (на изоляторах) в сетях напряжением до 660 В
ПРГ	0,75-120	То же с гибкой многопроволочной жилой	То же
ПРЛ	0,75-6,0	Провод с однопроволочной медной жилой с резиновой изоляцией в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, покрытой лаком	Для прокладки во вторичных цепях (распределительств и др.) при переменном напряжении до 660 В

Таблица 4.5

Марки и области применения установочных проводов с пластмассовой изоляцией

Марка	Сечение жилы, мм ²	Краткая характеристика	Область применения
ПВ	0,5-95	Провод с медной однопроволочной жилой в поливинилхлоридной изоляции	Для неподвижной прокладки в силовых и осветительных сетях переменного напряжения 380 и 660 В (в зависимости от толщины изоляции)
АПВ	2,5-120	То же с алюминиевой жилой	То же
ПП	0,5-95	Провод с медной однопроволочной жилой в полиэтиленовой изоляции	То же при переменном напряжении до 660 В
АПП	2,5-120	То же с алюминиевой жилой	То же
ПГВ	0,5-95	Провод с медной многопроволочной жилой в поливинилхлоридной изоляции	Для неподвижной прокладки и для гибких соединений в проводках с переменным напряжением до 660 В
ППВ	0,75-4	Провод с двумя или тремя однопроволочными параллельными медными жилами в поливинилхлоридной изоляции с разделительным основанием	Для неподвижной прокладки в сетях с переменным напряжением 380 и 660 В (в зависимости от толщины изоляции)
АППВ	2,5-6	То же с алюминиевыми жилами	То же
ППВ	0,75-4	Провод с двумя или тремя однопроволочными параллельными медными жилами в поливинилхлоридной изоляции с разделительным основанием	Для неподвижной прокладки в сетях с переменным напряжением 380 и 660 В (в зависимости от толщины изоляции)
АППШ	2,5-6	То же с алюминиевыми жилами	То же

Библиографический список

1. **Правила устройства электроустановок** / Минэнерго СССР. - 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат. - 648 с.
2. **Федоров А.А., Каменова В.В.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1979. - 408 с.
3. **Справочник** по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю-Г.Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат. 1990.
4. **Пантелеев ЕТ.** Монтаж и ремонт кабельных линий: Справочник электромонтажника / Под ред. А.Д.Смирнова и др.-2-е изд.-перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1990.
5. **Князевский Б.А., Трунковский Л.Е.** Монтаж и эксплуатация промышленных электроустановок: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства». 2-е изд. - М.: Высш.шк., 1984.
6. **Справочник** по проектированию электроснабжения городов/В.А.Козлов, Н.И.Билик, ДЛ.Файбисович. 2-е изд. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд., 1986.

Пример определения расчетной нагрузки

Постановка задачи. Выполнить расчеты нагрузок и выбор основного электротехнического оборудования системы электроснабжения цеха предприятия, связанные с реконструкцией одного из участков цеха, вводом дополнительных электроприемников (ЭП) и установкой нового распределительного пункта (РП).

Характеристика исходной информации. Электроснабжение цеха предприятия осуществляется по двум кабельным линиям номинального напряжения 10 кВ. В цехе установлена комплектная цеховая понизительная подстанция (ЦТП) с трансформаторами 630 кВА. Величина тока трехфазного короткого замыкания на шинах высшего напряжения ЦТП составляет 19 кА.

Упрощенная схема ЦТП и связь её с главной понизительной подстанцией (ГПП) приведена на рис. П.1.1.

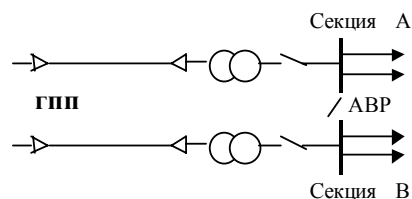


Рис. П.1.1. Укрупненная схема ЦТП

Помещение цеха сухое, взрыво- и пожаробезопасное, средняя температура воздуха в помещении +25°С, на территории цеха имеются заглубленные кабельные каналы, расстояние до нового РП, при использовании кабельных каналов, 50 м.

Перечень предполагаемых к установке ЭП и их параметры:

- станки токарные $P_{ном} = 7,5 \text{ кВт}$, 3 шт;
- станки строгальные $P_{ном} = 18,5 \text{ кВт}$, 2 шт;
- штамповочные прессы $P_{ном} = 25 \text{ кВт}$, 2 шт;
- вентиляторы $P_{ном} = 4,5 \text{ кВт}$, 2 шт;

- мостовой кран $P_{пасп} = 32 \text{ кВт}$, $PВ = 0,41$, 1 шт.

Для выбора параметров питающих кабельных линий и оборудования РП необходимо выполнить расчет мощностей и токов ЭП в нормальном режиме, режимах пуска двигателей ЭП и коротких замыканий.

Расчет нагрузки электроприемников. При определении расчетных электрических нагрузок вводимого оборудования используется метод упорядоченных диаграмм (разд. 2.4 настоящего пособия).

На основе справочных материалов определяются значения коэффициентов использования активной мощности $K_{на}$ и $\cos\phi/\text{tg}\phi$ для всех электроприемников и заносятся в таблицу, один из возможных вариантов такой таблицы приведен ниже (табл. П.1.1). Предварительно для электродвигателя мостового крана рассчитывается номинальная мощность, приведенная к продолжительности включения $PВ = 1$, $P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{PВ}$.

При анализе выделяются две группы электроприемников: группа А с повторно-кратковременным режимом работы ($K_{на} < 0,6$); группа Б с продолжительным режимом (в рассматриваемом примере группа Б представлена только вентиляторами), для которой $K_{на} > 0,6$ и $PВ = 1$. К группе Б обычно относят электродвигатели насосов, вентиляторов, нерегулируемых дымососов, шаровых мельниц, печи сопротивления и т.д. Перечисленные электроприемники при вычислении максимальной расчетной нагрузки группы учитываются величиной их средней мощности.

Таблица П.1.1

Расчет максимальных нагрузок электроприемников

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Ном. мощность, кВт		$K_{на}$	$\cos\phi$	$P_{см}$ -кВт	$Q_{см}$ -кВар
		ЕДИНИЧНАЯ	ОБЩАЯ				
Группа А							
1. ТОКАРНЫЕ СТАНКИ	3	7,5	22,5	0,08	0,6	2,0	2,6
2. СТРОГАЛЬНЫЕ СТАНКИ	2	18,5	37	0,16	0,6	5,9	8,0
3. ШТАМПОВОЧНЫЕ ПРЕССЫ	2	25	50	0,17	0,65	8,5	9,8
4. МОСТОВОЙ КРАН	1 ;	20,6	20,6	0,1	0,5	2	3,5
Итого по группе А	8	–	130	0,14	–	18,4	23,9
Группа Б							
1. ВЕНТИЛЯТОРЫ	2	4,5	9	0,6	0,8	5,4	4,05

Величина эффективного числа ЭП n_* , определяет выбор методики расчета нагрузок РП по группе А. Общее число ЭП группы А составляет 8 элементов ($n = 8$), отношение номинальных мощностей наиболее и наименее крупных ЭП в группе А составляет 3,33 ($m = 25/7,5 = 3,33$). Общий коэффициент использования $K_{на}$ группы А: $K_{на} = P_{см} / P_{ном} = 18,4 / 130 = 0,14$, ($P_{см}$, $P_{ном}$ – максимальная средняя и суммарная номинальная мощность группы А). При $m > 3$ и $K_{на} < 0,2$ величина эффективного числа ЭП n_* , определяется через относительное значение числа ЭП n_{3*} , в следующей последовательности:

- выбирается самый мощный ЭП рассматриваемого узла (двигатель штамповочного прессы мощностью 25 кВт);
- выбираются ЭП, номинальные мощности которых равны половине мощности наибольшего (двигатели приводов строгальных станков – 2 шт., $P_{ном} = 18,5 \text{ кВт}$; штамповочные прессы – 2 шт., $P_{ном} = 25 \text{ кВт}$; мостовой кран – 1 шт., $P_{ном} = 20,6 \text{ кВт}$) или больше ее;
- подсчитываются число таких ЭП n_1 и их суммарная номинальная мощность $P_{ном1}$ ($n_1 = 5$, $P_{ном1} = 107,6 \text{ кВт}$);
- находятся относительные значения числа n_{*1} , и мощности P_{*1} крупных ЭП по соотношениям: $n_{*1} = n_1/n$ и $P_{*1} = P_{ном1}/P_{ном}$ ($n_{*1} = 5/8 = 0,625$ и $P_{*1} = 107,6/130 = 0,828$);
- определяется относительное число эффективных ЭП n_{3*} (см. табл. 2.2.) с использованием полученных значений n_{*1} и P_{*1} на основе интерполяции ($n_{3*} = 0,8$);

- определяется абсолютное число эффективных ЭП, $n_3 = n_3 \cdot n$ ($n_3 = 0,8 \times 8 = 6,4$);
- определяется коэффициент максимума активной мощности $K_{ма}$ (см. табл. 2.1) по найденным значениям n_3 и $K_{иа}$ с использованием интерполяции ($K_{ма} = 2,6$);
- определяется расчетная максимальная активная мощность группы A

$$P_p = K_{ма} P_{см} \quad (P_p = 2,6 \cdot 18,4 = 47,8 \text{ кВт}).$$

Расчетный максимум реактивной мощности находится по формуле $Q_p = K_{мр} Q_{см}$. Коэффициент максимума реактивной мощности $K_{мр}$ при эффективном числе ЭП меньше 10 принимается равным 1,1, поэтому $Q_p = 1,1 \cdot 23,9 = 26,3 \text{ кВАр}$.

Теперь для всего РП вычисляются расчетные суммарные максимальные активные и реактивные мощности по группам A и B : $P_p = 47,8 + 5,4 = 53,2 \text{ кВт}$; $Q_p = 26,3 + 4 = 30,3 \text{ кВАр}$.

Расчетный максимум полной мощности $S_p = 61,22 \text{ кВА}$.

Расчетный ток нагрузки получасового максимума $I_p = 88,5 \text{ А}$.

Расчет пиковых нагрузок электроприемников. В качестве пикового режима ЭП для проверки кабельных линий рассматривается режим пуска наиболее мощного двигателя и определяется пиковый ток по кабельной линии $I_{пик}$, питающей РП. Пиковый ток для группы ЭП находится как сумма токов максимального рабочего тока группы без учета тока самого мощного АД и пускового тока этого (самого мощного) АД по формуле (2.6):

$I_{пик} = I_p - k_{и} I_{номАД} + k_{п} I_{номАД}$, ($I_{номАД}$ – ток самого мощного АД; $k_{п}$ – кратность пускового тока этого АД). В рассматриваемом случае самый мощный АД – двигатель привода штамповочного пресса ($P_{номАД} = 25 \text{ кВт}$, $I_{номАД} = 42 \text{ А}$, $k_{п} = 5,2$). Тогда, $I_{пик} = 88,5 - 0,17 \cdot 42 + 5,2 \cdot 42 \approx 300 \text{ А}$.

Выбор кабельных линий. В связи вводом нового РП в цехе необходимо произвести выбор кабелей для его питания от ЦТП. Прокладка кабеля от шин 0,4 кВ ЦТП предполагается в кабельном канале, в котором уже проложены 5 кабелей, длина кабельного канала 50 м, в канале отсутствует возможность механических повреждений, помещение цеха, как указано выше, сухое, взрыво- и пожаробезопасное. На основании анализа условий прокладки следует вывод о возможности использования кабеля типа АВВГ (алюминиевые жилы, пластмассовая изоляция, оболочка в виде шланга из пластиката, без брони и наружных покровов).

Сечение кабеля выбирается по допустимому току из условий нагрева (в сетях 0,4 кВ промышленных предприятий выбор сечений по экономической плотности тока проводится при числе часов использования максимума более 5000, т.е. при практически непрерывном режиме работы). При выборе кабеля делается допущение о незначительном влиянии на выбор сечения температуры окружающей среды (не учитывается поправочный коэффициент на температуру окружающей среды).

При прокладке в кабельном канале нескольких кабелей следует учесть их взаимное температурное влияние при определении допустимого длительного тока. Допустимый длительный ток вычисляется по соотношению $I_p < KI_{доп.}$, где I_p – расчетный ток; $I_{доп.}$ – допустимый длительный ток для кабеля по условиям нагрева в нормальных условиях; K – коэффициент (0,85 при числе кабелей в канале 6 [1]), с помощью которого учитывают прокладку нескольких кабелей в канале.

Обратным ходом определяется длительно допустимый ток: $I_{доп.} \geq I_p / K = 88,5 / 0,85 = 104 \text{ А}$.

Согласно ПУЭ в сетях 0,4 кВ запрещена прокладка кабелей без нулевой жилы, поэтому допустимые токи принимаются как для трехжильных, но с коэффициентом 0,92. Тогда допустимый расчетный ток $I_{доп} = 104 / 0,92 = 113 \text{ А}$.

По справочным данным (табл. 1.3.7 [3]) находится ближайшее большее сечение, выдерживающее в длительном (получасовом) режиме ток больше 113 А, Это сечение 70 мм². Таким образом, принимаем к прокладке кабель АВВГ - (3х70 + 1х35)

Сечение нулевой жилы выбирается на основании анализа возможных величин токов нулевой последовательности. При наличии однофазных электроприемников в большинстве случаев применяют нулевую жилу того же сечения, что и фазные.

Необходимо иметь в виду, что данные многочисленных исследований свидетельствуют о том, что действительный ток обычно на 20 и более процентов ниже, чем расчетный, полученный по методу упорядоченных диаграмм. Кроме того, в указанном методе принято, что постоянная времени нагрева кабеля равна 10 мин. Реально эта величина отличается для различных сечений кабелей. Если учесть перечисленные факторы, то можно принять сечение фазных жил кабеля 50 мм². В разд. 2 (2.3) и [2] приведен алгоритм учета реальной постоянной времени нагрева при выборе сечения для кабелей со свинцовой оболочкой и броней.

Расчет токов коротких замыканий. Расчет токов коротких замыканий предназначен для проверки оборудования на электродинамическую и термическую стойкость, выбора защитной и коммутационной аппаратуры. В системах электроснабжения электрические сети напряжением до 1000 В имеют значительные активные сопротивления, оказывающие существенное влияние на величину токов коротких замыканий, поэтому расчеты токов трехфазного и однофазного коротких замыканий на землю выполняются с учетом не только реактивных, как в сетях напряжением выше 1000 В, но и активных сопротивлений. При расчетах учитывается, что аperiodическая составляющая тока короткого замыкания затухает очень быстро в связи с большими активными сопротивлениями.

В связи с небольшой мощностью ЭП по сравнению с мощностью питающей энергосистемы периодическая составляющая практически не затухает и остается постоянной до момента отключения.

Расчеты выполнены при следующих дополнительных условиях.

1. На ЦТП установлено два трансформатора ТМ-630/10/0,4 со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 . Параметры схемы замещения трансформатора прямой, обратной и нулевой последовательностей одинаковы и составляют $x_{1T} = x_{2T} = x_{0T} = 13,5 \text{ мОм}$; $r_{1T} = r_{2T} = r_{3T} = 3,4 \text{ мОм}$.

2. На основании предварительных расчетов известно, что величина тока трехфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения ЦТП равна 19 кА , отсюда может быть определено сопротивление системы. Сопротивление системы можно считать чисто реактивным, тогда

$$x_c = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}I_{\text{кз.сист}}} = \frac{10}{19\sqrt{3}} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы, приведенное к стороне низшего напряжения ЦТП ($0,4 \text{ кВ}$), равно $x_c = 0,5 \text{ мОм}$.

3. Удельные сопротивления фазы кабельной линии и петли фаза–нуль: [3], $r_{\text{уд}} = 0,549 \text{ мОм/м}$, $x_{\text{уд}} = 0,065 \text{ мОм/м}$, $z_{\text{пт}0} = 1,59 \text{ мОм/м}$. Полные сопротивления прямой последовательности кабеля и петли фаза–нуль соответственно: $r_k = 27,45 \text{ мОм}$, $x_k = 3,25 \text{ мОм}$, $z_{\text{пт}} = 80 \text{ мОм}$.

4. Сопротивления автоматических выключателей (АВ), трансформаторов тока (ТТ) и других элементов не учитываются ввиду их малости (см. [3]).

5. Переходное сопротивление, включающее сопротивления контактов и сопротивление дуги в месте короткого замыкания, при расчетах вблизи шин ЦТП минимально и составляет 15 мОм . В случае расчетов токов короткого замыкания непосредственно на зажимах потребителей, получающих питание от вторичных РП, и значительной удаленности от шин $0,4 \text{ кВ}$ ЦТП, это сопротивление рекомендуется увеличивать (в пределе до 30 мОм) [3].

Расчет трехфазного короткого замыкания. Схема замещения для расчетов токов трехфазного короткого замыкания показана на рис. П.1.2.

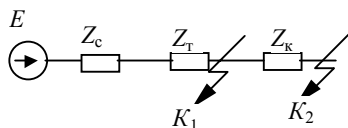


Рис. П.1.2 Схема замещения сети.

Обозначения на схеме: z_c – сопротивление системы; z_t – сопротивление трансформатора; z_k – сопротивление кабеля.

При расчетах принято, что величины с индексом R обозначают ток с учетом переходных сопротивлений контактов и электрической дуги в месте короткого замыкания.

Ток трехфазного металлического короткого замыкания на землю в точке $K1$ (максимальный ток) определяется по соотношению

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}(r_{1T}^2 + (x_{1T} + x_c)^2)} = \frac{400}{1,73\sqrt{3,4^2 + (13,5 + 0,5)^2}} = 16,06 \text{ кА}$$

Ток трехфазного металлического короткого замыкания на землю в точке $K1$ с учетом переходного сопротивления (минимальный ток к.з.) определяется по выражению

$$I_{\text{к1R}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}((r_{1T} + R_{\text{п}})^2 + (x_{1T} + x_c)^2)} = \frac{400}{1,73\sqrt{(3,4 + 15)^2 + (13,5 + 0,5)^2}} = 10 \text{ кА.}$$

Расчет токов трехфазного короткого замыкания в точке $K2$ выполнен аналогично:

– без учета переходных сопротивлений

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}((r_{1k} + r_{1T})^2 + (x_{1k} + x_{1T} + x_c)^2)} = \frac{400}{1,73\sqrt{(27,45 + 3,4)^2 + (3,25 + 13,5 + 0,5)^2}} = 6,5 \text{ кА};$$

– с учетом переходных сопротивлений контактов и дуги

$$I_{\text{к1R}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}((r_{1k} + r_{1T} + R_{\text{п}})^2 + (x_{1k} + x_{1T} + x_c)^2)} = \frac{400}{1,73\sqrt{(27,45 + 3,4 + 15)^2 + (3,25 + 13,5 + 0,5)^2}} = 5,05 \text{ кА.}$$

Расчет однофазного короткого замыкания. Схема замещения для расчетов токов однофазного короткого замыкания аналогична схеме, используемой для расчета трехфазного короткого замыкания с учетом коррекции параметров.

Ток однофазного короткого замыкания в точке $K2$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{U_{нф}}{\frac{z_{\Sigma 1}^{(1)}}{3} + z_{пт}}.$$

В этом выражении обозначено: $z_{пт}$ – сопротивление петли фаза-нуль кабеля; $z_{\Sigma}^{(1)}$ – полное сопротивление от источника до точки К2 токам однофазного короткого замыкания, которое без учета сопротивления системы может быть найдено по справочным данным или рассчитано по формуле

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{\left((r_{1г} + r_{2г} + r_{0г})^2 + (x_{1г} + x_{2г} + x_{0г})^2\right)}.$$

С учетом сопротивления питающей системы формула имеет вид

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{\left((r_{1г} + r_{2г} + r_{0г})^2 + (x_{1г} + x_{2г} + x_{0г} + 2x_c)^2\right)}.$$

В случае необходимости учета переходных сопротивлений контактов и дуги $z_{\Sigma R}^{(1)}$ суммарное сопротивление вычисляется как

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{\left((3R_{п} + r_{1г} + r_{2г} + r_{0г})^2 + (x_{1г} + x_{2г} + x_{0г} + 2x_c)^2\right)}.$$

Ток однофазного короткого замыкания:

– с учетом сопротивления системы $z_{\Sigma}^{(1)} = 42,7 \text{ мОм}$ $I_{к1}^{(1)} = 220/(42,7/3) = 15,44 \text{ кА}$;

– с учетом переходных сопротивлений $z_{\Sigma R}^{(1)} = 69 \text{ мОм}$ $I_{к1R}^{(1)} = 220/(69/3) = 9,5 \text{ кА}$.

Аналогичный расчет проведен для точки 2 (в конце кабеля). При расчете токов учтено сопротивление петли фаза–нуль кабеля

$$I_{к2}^{(1)} = 220/(42,7/3 + 80) = 2,33 \text{ кА};$$

$$I_{к2R}^{(1)} = 220/(69/3+80) = 2,13 \text{ кА}.$$

Выбор защитной и коммутационной аппаратуры. Согласно ПУЭ ([1], п. 3.1.10) все сети электроснабжения делятся на две группы:

а) защищаемые только от токов коротких замыканий;

б) защищаемые от токов коротких замыканий и от перегрузки. Защите от перегрузки подлежат сети:

– внутри помещений, выполненные открыто проложенными проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией;

– осветительные в жилых, общественных и торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях, включая сети для бытовых и переносных электроприемников, а также в пожароопасных помещениях;

– силовые в промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, когда по условиям технологического процесса может возникать длительная перегрузка проводов и кабелей;

– во взрывоопасных наружных установках независимо от условий технологического процесса.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов коротких замыканий. Ниже рассмотрено несколько вариантов установки защитной и коммутационной аппаратуры.

Вариант 1. Установка воздушного автоматического выключателя (АВ) в начале проектируемой кабельной линии. В каждой фазе (полюсе) АВ установлены максимальные реле (в справочной литературе называются расцепителями). Расцепитель может состоять из двух элементов: нагревательного элемента из биметаллической пластины или элемента другой конструкции (полупроводникового), осуществляющего защиту от перегрузки с выдержкой времени; электромагнитного элемента, осуществляющего максимальную токовую защиту без выдержки времени (токовая отсечка) при возникновении токов коротких замыканий.

Выбор АВ зависит от того, к какой из групп (а или б) относится проектируемая сеть электроснабжения. Ниже рассмотрены обе ситуации: вариант 1.1 – в сети не требуется установка защиты от перегрузки (группа а); вариант 1.2 – требуется установка защиты от перегрузки (группа б).

Вариант 1.1. Защита сети от перегрузки не требуется, поэтому АВ может выбираться без комбинированного расцепителя, а только с электромагнитным. АВ выбираются по параметрам нормального режима и проверяются из условий пиковых режимов и режимов коротких замыканий.

Принципы выбора АВ по параметрам нормального режима:

– соответствие номинального напряжения АВ $U_{нв}$ номинальному напряжению сети $U_{ном}$: $U_{нв} \geq U_{ном}$;

– соответствие номинального тока расцепителя $I_{н,расц}$ максимальному длительному расчетному току группы ЭП I_p : $I_{н,расц} \geq I_p$.

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{со}$ отстраивается от тока полной нагрузки РП и пускового тока $I_{пик}$ наиболее крупного двигателя (автомат не должен срабатывать при указанных условиях): $I_{со} \geq K_n I_{пик}$. (K_n – коэффициент надежности, учитывающий разброс параметров выключателя (принимается равным 1,5 для АВ типов АЗ700, ВА, АЗ110, АП50, АЕ20; «Электрон» - 1,6; 1,35 для АЗ120, АЗ130, АЗ140 и АВМ).

Предварительно выбирается АВ типа АЕ2053 (выключатель серии АЕ20, 5-го габарита на токи до 100 А, трехполюсный с электромагнитным расцепителем). Для этого выключателя $I_{со}/I_{н,расц} = 12$, т.е. $I_{со} = 1200$ А. Выше найдены значения искомым величины ($I_p = 88,5$ А и $I_{пик} = 300$ А), таким образом: $I_{н,расц} > 88,5$; $I_{со} > 1,5 \cdot 300 = 450$ А.

ПУЭ нормируют соотношение допустимого по нагреву тока защищаемого кабеля и уставки защитного аппарата, в частности для силовых сетей, не требующих защиты от перегрузки, должно быть выдержано соотношение [2, п.3.1.9.] $K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} \geq K_3 \cdot I_3$. Здесь K_1 – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды; K_2 – коэффициент, учитывающий число кабелей в канале; $I_{доп}$ – допустимый длительный ток по кабелю; K_3 – коэффициент защиты, принимаемый в зависимости от вида защиты и сети; I_3 – ток уставки защиты.

В решаемой задаче $I_3 = I_{со}$, $K_3 = 0,22$ (сеть не требует защиты от перегрузки, а защита от коротких замыканий осуществляется токовой отсечкой – электромагнитным расцепителем). Проверка по данному условию дает $K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1,0 \cdot 0,85 \cdot (140 \cdot 0,92) = 109,5$ А; $K_3 \cdot I_3 = 0,22 \cdot 1200 = 264$ А, т.е. требование ПУЭ не выполняется. Для выполнения требований ПУЭ возможны два пути: увеличение $I_{доп}$ путем увеличения сечения кабельной линии; установка АВ с комбинированным расцепителем.

В первом случае требуется увеличить сечение кабеля до 300 мм² и более, что нежелательно по технико-экономическим причинам, поэтому проверяется возможность установки АВ типа АЕ 2056 (5-го габарита с комбинированным расцепителем). Ток отсечки для этого АВ равен, как и для АЕ 2053, 1200 А. Для автоматических выключателей с нерегулируемой обратозависимой от тока характеристикой $K_3 = 1,0$, а I_3 равен номинальному току расцепителя (100 А). Теперь $K_3 \cdot I_3 = 1,0 \cdot 100 = 100$ А, и условие ПУЭ выполняется.

Следующим этапом работы является проверка чувствительности отсечки. Эта проверка выполняется сравнением расчетных и нормированных коэффициентов чувствительности при двухфазных и однофазных коротких замыканиях, Расчетные значения коэффициентов чувствительности при двухфазных $K_{ч}^{(2)}$ и однофазных $K_{ч}^{(1)}$ коротких замыканиях определяются по соотношениям:

$$K_{ч}^{(2)} = I_{к2R}^{(2)} / I_{со} = 0,867 I_{к2R}^{(3)} / I_{со} \geq 1,1 k_p;$$

$$K_{ч}^{(1)} = I_{к2R}^{(1)} / I_{со} \geq 1,1 k_p,$$

где: $K_{ч}^{(2)}$ и $K_{ч}^{(1)}$ – минимальные токи коротких замыканий в точке К2; k_p – коэффициент разброса срабатывания отсечки по току (принимается по данным заводов изготовителей, при отсутствии точных данных производство 1,1 k_p – нормированный коэффициент чувствительности рекомендуется принимать не менее 1,4 ÷ 1,5).

Таким образом, расчетные коэффициенты чувствительности $K_{ч}^{(2)} = 0,867 \cdot 5050 / 1200 = 3,64$; $K_{ч}^{(1)} = 2130 / 1200 = 1,78$.

Нормированный коэффициент чувствительности для выключателя серии АЕ20 $1,1 k_p = 1,1 \cdot 1,3 = 1,43$, т. е. чувствительность отсечки соответствует требованиям и обеспечивает селективность защиты оборудования. Временные характеристики АВ типа АЕ20: собственное время срабатывания не более 0,04 с при токах, близких к токам срабатывания отсечки, минимальное время – 0,01 с.

Проверка кабеля на термическую стойкость. Проверка термической стойкости кабеля основана на расчете теплового импульса – количества тепла, которое выделяется в активном сопротивлении кабеля при протекании через него тока короткого замыкания за время начала короткого замыкания до полного погашения дуги

при его отключении. Время действия тока зависит от параметров установленной на РП защитной и коммутационной аппаратуры. Минимально допустимое сечение кабеля ($S_{\text{мин}}$) по термической стойкости определяется по выражению

$$S_{\text{мин}} = \frac{1000 I^{(3)} \sqrt{t_{\text{откл}} + T_a}}{C},$$

где $t_{\text{откл}}$ – собственное время отключения защитного аппарата; T_a – среднее значение постоянной времени аperiodической слагающей тока короткого замыкания; C – постоянная времени, зависящая от вида изоляции и материала жил кабеля (определяется при условии, что температура нагрева проводников при коротком замыкании не превышает допустимую – 150°C для поливинилхлоридной и резиновой изоляции [2]); $I^{(3)}$ – максимальный расчетный ток короткого замыкания (точка 1, рис. П.1.2).

Для рассматриваемого случая $I^{(3)} = 16,06 \text{ кА}$, $C = 75$, $t_{\text{откл}} = 0,04 \text{ с}$, $T_a = 0,01 \text{ с}$. Тогда $S_{\text{мин}} = 47,9 \text{ мм}^2$, что меньше сечения, выбранного по условиям нормального режима. Таким образом, термическая стойкость к токам короткого замыкания выбранного кабеля проверкой подтверждена.

Вариант 1.2. Согласно ПУЭ, при установке АВ, снабженных защитой с независимой характеристикой (электромагнитным расцепителем, отсечкой), сечение кабеля должно быть согласовано с током срабатывания отсечки по соотношению $I_{\text{с0}} \leq (0,8 \div 1,0) I_{\text{доп.пров}}$.

Таким образом, если АЕ2053, выбранный по условиям нормального режима, имеет только отсечку (1200 А), то сечение кабеля должно быть более 1200 мм^2 , что совершенно нереально по технико-экономическим показателям, и следует установить АВ с защитой от перегрузки (тепловой или полупроводниковый расцепитель).

Проверка выбора того же типа АВ - АЕ20, который выбран по условиям нормального режима, но с комбинированным (тепловой и электромагнитный) расцепителем (АЕ2056).

Замечание: исходя из приведенного соотношения $I_{\text{с0}} \leq (0,8 \div 1,0) I_{\text{доп.пров}}$ можно было бы подобрать АВ с током отсечки меньше 1200 А, например:

- серии А37, для которых возможно соотношение $I_{\text{с0}}/I_{\text{н.расц}} = 4$ и более;
- серии ВА50, для которых $I_{\text{с0}}/I_{\text{н.расц}} = 2, 3, 5, 7, 10$ (при минимальном токе расцепителя 160 А);
- серии ВЛ51, для которых $I_{\text{с0}}/I_{\text{н.расц}} = 3, 7, 10$ и номинальные токи расцепителей от 50 А и более и т.д.

Однако все эти автоматы имеют встроенные комбинированные расцепители, поэтому смысла в уменьшении тока отсечки при наличии защиты от перегрузки нет.

Итак, устанавливается АВ серии АЕ20 с $I_{\text{н.выкл}} = 100 \text{ А}$ и уставкой $I_{\text{с0}} = 1200 \text{ А}$. Определяется ток срабатывания защиты от перегрузки ($I_{\text{сп}}$), который зависит от условий возврата защиты после окончания пуска или самозапуска электродвигателей, имеющих тяжелый пуск (тяжесть пуска определяется его длительностью: легкий пуск считается при длительности до 8 с, тяжелый – при длительности больше 8 с).

При расчете защиты группы ЭП должно выполняться условие $I_{\text{сп}} = I_{\text{н}} \cdot k_{\text{н}}/k_{\text{в}}$. Здесь $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, учитывающий запас по току (неточность настройки, и разброс срабатывания защиты); $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равный отношению тока возврата (максимального тока, при котором тепловое реле возвращается в исходное состояние) к минимальному току срабатывания.

Защита считается эффективной, если $I_{\text{сп}} = (1,2 \div 1,4) I_{\text{см}}$. Для выключателей АЕ20 отношение $I_{\text{сп}}/I_{\text{н.расц}} = 1,15$. В рассматриваемой задаче $I_{\text{сп}} = 115 \text{ А}$, $I_{\text{р}} = 88,5 \text{ А}$, тогда $I_{\text{сп}}/I_{\text{р}} = 1,29$, таким образом, защита достаточно эффективна. Ниже приведены данные о времени срабатывания теплового расцепителя выключателя серии АЕ20:

- не срабатывает при $I = 1,05 I_{\text{н.расц}}$ в течение 2 ч;
- срабатывает при $I = 1,25 I_{\text{н.расц}}$ в течение 25 мин;
- срабатывает при $I = 7 I_{\text{н.расц}}$ в течение 1 ÷ 15 с.

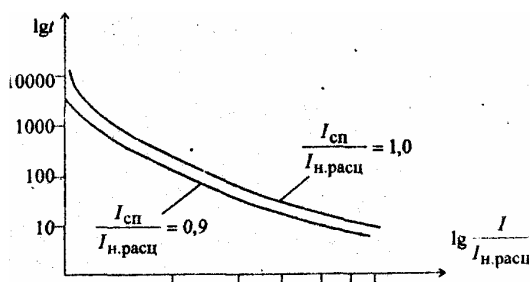


Рис. П.1.3. Зависимость времени срабатывания от тока теплового расцепителя автомата АЕ20

Если построить эту зависимость в стандартном виде $\lg t = \varphi(\lg I)$, то можно будет оценить время срабатывания теплового реле при любом токе (рис. П.1.3). Время срабатывания защиты от

перегрузки должно быть выбрано больше, чем время пуска двигателей для ликвидации ложного срабатывания защиты: $t_{\text{сп}} \geq (1,5 \div 2)t_{\text{пуск}}$. По кривым выполнена оценка времени срабатывания теплового реле при токе 299 А и легком пуске двигателей, длящемся около 5 с. При этом время срабатывания $t_{\text{сп}}$ должно быть примерно $7,5 \div 10$ с. По характеристике (рис. П1.3), можно определить, что при пиковом токе около 300 А тепловой расцепитель сработает примерно через 40 с.

Автоматы АЕ20 имеют в большинстве случаев встроенную регулировку величины $I_{\text{сп}} = (0,9 \div 1,15)I_{\text{н.расц.}}$. Для уменьшения времени срабатывания защиты от перегрузки необходимо снизить уставку по току срабатывания защиты от перегрузки. Уменьшив уставку тока до $0,9I_{\text{н.расц.}}$, можно уменьшить время срабатывания защиты примерно до 20 с, что вполне достаточно для нормального действия защиты.

Далее следует провести проверку допустимости перегрева кабеля при протекании по нему пикового тока в течение времени срабатывания защиты (температура кабеля не должна превышать критическую для данных типов кабеля и изоляции). Допустимая температура для выбранного выше кабеля АВВГ составляет 150°C . Расчет перегрева кабеля от пиковых токов проводится по упрощенному алгоритму, который дает несколько завышенную температуру кабеля.

1. Определяется масса m проводникового материала (масса алюминия одной жилы кабеля): $m = 2,7 \text{ г/см}^3 \times 70 \text{ мм}^2 \times 5000 \text{ см} = 9450 \text{ г} = 9,45 \text{ кг}$.

2. По справочным данным находится удельная теплоемкость для алюминия электротехнического: $c = 920 \text{ Дж/(кг}\cdot^\circ\text{C)}$.

3. Определяется количество теплоты, необходимой для нагрева массы алюминия m с удельной теплоемкостью c от начальной температуры $t_{\text{н}}$ до критической температуры $t_{\text{к}}$ по формуле: $Q = m \cdot c \cdot (t_{\text{к}} - t_{\text{н}})$. При этом не учитывается теплоотдача в окружающее пространство. Для большего ужесточения условий принимается, что до начала протекания пикового тока кабель был нагружен таким током, при котором температура жил была равна максимальной длительно допустимой (65°C). Тогда $Q = 9,45 \cdot 920 \cdot (150 - 65) = 738990 \text{ Дж} = 739 \text{ кДж}$.

4. Определяется мощность (потери активной мощности при протекании пикового тока, выделяющиеся в виде тепла и нагревающие кабель)

$P = 3I_{\text{пик}}^2 \rho / s$, где: ρ – удельное объемное сопротивление (для алюминия $0,0265 \text{ мкОм}\cdot\text{м}$) материала жил кабеля; l – длина кабеля; s – сечение жилы кабеля, $P = 3 \cdot 300^2 \cdot 0,0265 \cdot 50 / 70 = 5112 \text{ Вт} = 5,112 \text{ кВт}$.

5. Находится время, в течение которого при мощности P в кабеле будет выделено найденное в п.3 количество теплоты: $T = 0,0028 \cdot Q / P = 0,0028 \cdot 739 / 5,112 = 0,4 \text{ ч}$.

6. Сравнивается реальное время нагрева кабеля при протекании пикового тока (40 с) с временем п. 5. Если время протекания пикового тока меньше, то делается вывод о том, что кабель и его изоляция не нагреются до недопустимого уровня температур и, следовательно, время срабатывания тепловой защиты от перегрузки АВ выбрано правильно. Кроме этого необходимо иметь в виду, что в действительности защиту от перегрузки при пуске двигателей должны осуществлять защитные аппараты, установленные непосредственно в цепях питания электроприемников (АВ или предохранители в начале линий, отходящих от РП к электроприемникам, или тепловые реле магнитных пускателей).

Вариант 2. Установка предохранителя в начале проектируемой кабельной линии. Выбор предохранителей выполняется из следующих условий:

– ток плавкой вставки должен быть не меньше максимального рабочего тока $I_{\text{н.вст}} \geq I_{\text{р}}$;

– ток плавкой вставки должен превышать пусковой (пиковый) ток двигателей: $I_{\text{н.вст}} \geq I_{\text{пик}} / k$, где k – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки плавкой вставки, который принимается равным 2,5 при легком пуске с длительностью $2 \div 5$ с и равным $1,6 \div 2$ при тяжелом пуске с длительностью около 10 с.

Для рассматриваемой задачи ток плавкой вставки должен быть: по условию отстройки от расчетного тока $I_{\text{н.вст}} \geq 88,5 \text{ А}$; по условию пикового режима $I_{\text{н.вст}} \geq 300 / 2,5 = 120 \text{ А}$. Введенным ограничениям соответствует предохранитель типа ПН-2-250 (предохранитель разборный с наполнителем) с номинальным током 250 А и током плавкой вставки на 120 А.

После выбора предохранителя следует выполнить его проверку:

– проверка чувствительности защиты оборудования предохранителем по минимальному току короткого замыкания (кратность минимального тока короткого замыкания по отношению к номинальному току плавкой вставки должна быть больше 3 для невзрывоопасных помещений и 4 для взрывоопасных $K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}} / I_{\text{н.вст}}$;

– проверка сечения кабеля по току уставки предохранителя: ток уставки не должен превышать максимально допустимый по нагреву ток кабеля (указанная требуется только при необходимости защиты от перегрузки), $I_{н.вст} \leq (0,8 \div 1,0) I_{доп.пров.}$

Проверка предохранителя ПН-2-250:

– минимальный ток короткого замыкания (однофазное в точке 2 с учетом переходного сопротивления) составляет 2,13 кА, т.е. более чем в 4 раза превышает ток плавкой вставки;

– допустимый ток для кабеля АВВГ-(3х70 + 1х35) составляет $I_{доп.пров.} = 143 \text{ А}$, ток плавкой вставки $I_{н.вст} = 120 \text{ А}$, $120 \text{ А} \leq (0,8 \div 1,0) \cdot 143$. Таким образом, оба условия проверки выбранного предохранителя выполнены.

После выбора и проверки предохранителя требуется проверить термическую стойкость кабеля к току короткого замыкания, протекающему в кабеле до его отключения предохранителем. Время отключения тока короткого замыкания определяется по защитным характеристикам предохранителей [2].

Время плавления вставки предохранителя ПН-2-250 при токе 2,13 кА составляет примерно 0,045 с, т.е. практически совпадает с временем отключения выбранного выше АВ (проверка термической стойкости кабеля для АВ выполнена). По защитным характеристикам определено время перегорания вставки при пиковом токе: это время, как и для АВ, примерно равно 2 мин. Таким образом, защитные характеристики предохранителя в целом незначительно хуже аналогичных для АВ.

Выбор аппаратуры и сечения проводов в цепи двигателя. Выбор проводов и аппаратуры выполнен в цепи самого мощного двигателя, получающего питание от РП. Это двигатель привода штамповочного пресса ($P_{ном} = 25 \text{ кВт}$, $\cos \varphi_{ном} = 0,85$). Длина проводов 10 м. С учетом условий компоновки оборудования в цехе принято решение о прокладке проводки в трубе. После предварительного анализа условий работы и прокладки провода выбран провод АПРТО (несколько однопроволочных алюминиевых жил в резиновой изоляции и в общей хлопчатобумажной оплетке, пропитанной лаком). Этот тип установочных проводов рекомендован для прокладки в трубах. В случае питания одного ЭП сечение проводов выбирается по номинальному току ЭП:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{1,73 U_{ном} \cos \varphi_{ном}} = \frac{25000}{1,73 \cdot 400 \cdot 0,85} = 42 \text{ А.}$$

По табл. 1.3.5 ПУЭ выбирается сечение провода 16 мм² (4 провода в одной трубе, $I_{доп} = 55 \text{ А}$).

Проверка выбранного сечения провода проводится по нескольким параметрам.

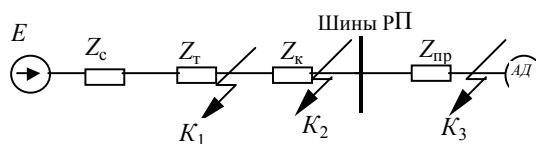
1. Проверка по условию обеспечения допустимых уровней напряжения на зажимах двигателя в условиях нормального режима. Расчет проводится обычными методами расчета сетей, и в подавляющем большинстве случаев это условие выполняется.

2. Проверка по условию пуска двигателя. Это условие требует расчетов тех же, что и для первого пункта. В практике обычно считается, что это условие выполняется, если выдерживаются соотношения:

$$- I_{кR}^{(3)} / I_{пуск} \geq 2 \text{ – для двигателей с легким пуском;}$$

$$- I_{кR}^{(3)} / I_{пуск} \geq 3,5 \text{ – для двигателей с тяжелым пуском.}$$

Для проверки по этому условию следует рассчитать токи короткого замыкания на шинах двигателя, схема замещения приведена на рис. П1.4.



В этой схеме расчетная точка короткого замыкания расположена на зажимах двигателя (точка К3). В результате расчетов получены токи трехфазного и однофазного коротких замыканий на землю без учета и с учетом переходных сопротивлений контактов и дуги:

$$I_{к}^{(3)} = 4 \text{ кА}; \quad I_{кR}^{(3)} = 3,2 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(1)} = 1,7 \text{ кА}; \quad I_{к3R}^{(1)} = 1,6 \text{ кА}.$$

Пусковой ток двигателя определяется через пусковой коэффициент, который для данного двигателя равен 5,2 ($I_{пуск} = 218 \text{ А}$). Таким образом, проверка по условиям пуска двигателя выполнена.

3. Проверка кабеля по условиям термической стойкости при коротких замыканиях. По действующим в настоящее время ПУЭ эта проверка не требуется, но рекомендуется. Проверка выполняется аналогично тому, как это было сделано выше и начинается с выбора защитно-коммутационного (АВ) или защитного аппарата (предохранителя).

Предварительно выбирается АВ типа АЕ20.

Условие выбора – $I_{н.расц} \geq I_{н.дв}$ по этому условию выбирается номинальный ток расцепителя – 50А (АЕ2043 – автомат 4-го габарита на токи до 63 А, снабженный только электромагнитным расцепителем, номинальный ток расцепителя 50 А, $I_{со}/I_{н.расц} = 12$). Для данного типа АВ время отключения короткого замыкания составляет 0,04 с. Проверка показывает, что минимально допустимое сечение по термической стойкости составляет приблизительно 11 мм².

Проверка соответствия сечения проводов и уставки токовой отсечки АВ выполнена в соответствии с п. 1.7.79 ПУЭ, который гласит: «Проводимость фазных и нулевых проводников должна быть такой, чтобы ток однофазного короткого замыкания был не ниже уставки тока мгновенного срабатывания (отсечки), умноженной на коэффициент, учитывающий разброс, и на коэффициент запаса 1,1». При отсутствии данных о разбросе параметров АВ рекомендуется принимать кратность тока короткого замыкания относительно уставки не менее 1,4 для АВ с номинальным током до 100 А. В решаемой задаче уставка тока отсечки равна 600 А и соответственно $I_{к3R}^{(1)} / I_{со} = 1600 / 600 = 2,66 > 1,4$.

Проверка выполнения п. 3.1.9 ПУЭ о соотношении токовых нагрузок проводов и уставок защитных аппаратов. Условие $K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} \geq K_3 \cdot I_3$ в данном случае записывается (сеть не требует защиты от перегрузки, защитный аппарат имеет только отсечку) как $K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 55 = 55$ А; $K_3 \cdot I_3 = 0,22 \cdot 600 = 132$ А.

Как и в ранее рассмотренном случае защиты кабеля, питающего РП, это условие не выполняется, и необходимо либо увеличить сечение кабеля, либо рассмотреть вариант установки АВ с комбинированным расцепителем типа АЕ2046. В случае установки АВ требование ПУЭ выполняется ($K_3 \cdot I_3 = 1,0 \cdot 50 = 50$ А).

Теперь необходимо провести проверку чувствительности защиты при однофазном и двухфазном коротких замыканиях. При установке в этой цепи предохранителя выбор производится аналогично приведенному выше по условиям нормального режима: $I_{н.вст} \geq I_{ном.дв} = 42$ А; $I_{н.вст} \geq I_{пик} / k = 218 / 2,5 = 87$ А. Исходя из этого выбирается предохранитель ПН2-100 с плавкой вставкой 100 А.

Минимальный ток короткого замыкания на защищаемом участке (точка К3) более чем в три раза превышает номинальный ток плавкой вставки, условие п. 1.7.79 [1] выполнено. Номинальный ток плавкой вставки не более чем в три раза превышает максимально допустимый ток проводов, выполнено условие п. 3.1.9 [1]. Таким образом, выбор и проверка предохранителя завершены.

Пусковая и защитная аппаратура станков, печей и другого технологического оборудования поставляется в комплекте с этим оборудованием. Пусковую аппаратуру сантехнического оборудования (вентиляторы, насосы) необходимо выбирать. В рассмотренном примере требуется выбрать пусковую и защитную аппаратуру для двигателей вентиляторов ($P_{ном} = 4,5$ кВт, $\cos \varphi_{ном} = 0,85$, $I_{ном} = 7,7$ А). Выбираем нереверсивный магнитный пускатель ПМЛ-1200 с номинальным током $I_{ном пмл} = 10$ А двумя тепловыми реле РТЛ-101404 и максимальным током теплового элемента $I_{сраб.тепл} = 10$ А.

Задание на курсовой проект по электроснабжению промышленных предприятий

Выбрать сечение кабельной линии-2 и предохранитель в сети. 0,4 кВ.

Исходные данные к расчету:

Указания

- все потребители относятся к 2 и 3 категории надежности, т.е. не требуют резервирования питания;
 - при расчете не требуется согласование (селективность) защит;
 - при отсутствии данных допускается принятие студентом некоторых допущений при соответствующем обосновании выбора;
 - сопротивления элементов сети (трансформатора и кабелей) рекомендуется принимать по [1] или [2], в случае невозможности нахождения величин $Z_{пт}$, для кабелей можно принимать $Z_{пт0} = 2,3r_0^{(1)}$ (т.е. принимать величину удельного полного сопротивления петли фаза-ноль в 2,3 раза больше активного удельного сопротивления жилы);
 - при расчетах не учитывать сопротивление внешней сети 6(10) кВ.
- Схема участка сети цеха промышленного предприятия приведена на рис. П2.1.

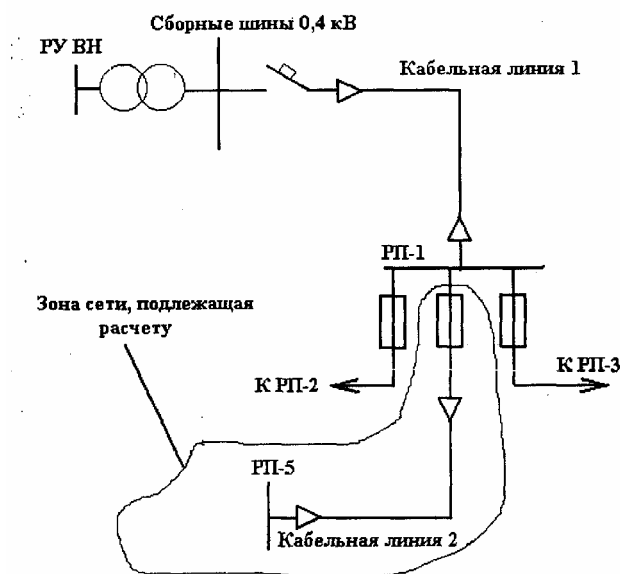


Рис. П2.1. Схема участка сети цеха промышленного предприятия

Вариант 1

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/6/0,4 Δ/Y₀

Кабельная линия 1: L=45 м, марка ААШв-(4x95)

Кабельная линия 2: L=25 м, способ прокладки - в кабельном канале (число кабелей уже находящихся в канале - 3), помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\phi$	ПВ (%)
1. Токарный станок	2,5	0,2	1,33	—
2. Сушильный шкаф	1,3	1,0	0,1	—
3. Сварочный трансформатор ручной электро-сварки	0,8	0,2	2,3	—
4. Привод автоматического открывания ворот	1,2	0,1	1,4	15
5. Вентиляторы тепловой завесы (2 шт)	0,4	0,8	1,0	—

Вариант 2.

Трансформатор Т-1 ТМ-1600/6/0,4 Δ/Y₀

Кабельная линия 1: L=45 м, марка ААШв-(3x120 +1x95)

Кабельная линия 2: L=25 м, способ прокладки - открыто в лотке, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\phi$	ПВ (%)
1. Токарный станок	2,5	0,2	1,33	—
2. Фрезерный станок	2,0	0,2	1,33	—
3. Сварочный трансформатор ручной электро-сварки	0,8	0,2	2,3	—

4. Пресс для полиэтилена низкого давления (3 шт)	1,2	0,4	1,0	60
5. Вентилятор	0,4	0,8	1,0	—

Вариант 3

Трансформатор Т-1 ТМ-1600/6/0,4 Y/Y₀

Кабельная линия 1: L=25 м, марка ААШв-(3x120+1x95)

Кабельная линия 2: L=25 м, способ прокладки - в стальной трубе, в бетонном массиве.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K _н	tgφ	ПВ (%)
1. Выпрямительный агрегат	0,5	0,8	0,1	-
2. Дистиллятор	1,2	0,5	0,13	—
3. Двигатель вытяжной вентиляции	0,8	0,75	1,0	—
4. Тельфер	2,4	0,1	1,33	15
5. Пресс	3,0	0,15	1,33	—

Вариант 4

Трансформатор Т-1 ТМ-630/6/0,4 Δ/Y₀

Кабельная линия 1: L=45 м, марка АСГ-(3x120+1x95)

Кабельная линия 2: L=30 м, способ прокладки - в кабельном канале (уже проложены 2 силовых кабеля напряжением 0,4 кВ), помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K _н	tgφ	ПВ (%)
1. Токарный станок (3 шт)	4,5	0,2	1,33	—
2. Сверлильный станок	2,0	0,2	1,33	—
3. Заточной станок	0,8	0,2	2,3	—
4. Подъемник	6,0	0,1	2,3	—
5. Вентилятор	0,4	0,8	1,0	—

Вариант 5

Трансформатор Т-1 ТМ-1600/6/0,4 Δ/Y₀

Кабельная линия 1: L=45 м, марка АВБШв-(3x120+1x95)

Кабельная линия 2: L=10 м, способ прокладки - в стальной трубе в бетонном массиве, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K _н	tgφ	ПВ (%)
1. Циркулярная пила	4,5	0,2	1,33	—
2. Вытяжной циклонный насос	2,0	0,5	1,5	—
3. Шкаф сушильный (2 шт)	1,8	0,8	0,1	—
4. Сверлильный станок (2 шт)	0,8	0,15	1,33	—
5. Пресс	0,4	0,1	1,33	40

Вариант 6

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/6/0,4 Δ/Y₀

Кабельная линия 1: L=70 м, марка ААШв-(3x120+1x95)

Кабельная линия 2: L=25 м, способ прокладки - открыто по стене, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K _н	tgφ	ПВ (%)
1. Товарный станок	3,6	0,2	1,33	—
2. Фрезерный станок	2,0	0,2	1,33	—
3. Сварочный трансформатор ручной электросварки	3,0	0,2	2,3	—
4. Трубогибочный станок	1,2	0,1	2,3	—
5. Вентилятор	0,4	0,8	1,0	—
6. Заточной станок	1,0	0,1	1,33	—

Вариант 7

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/6/0,4 Δ/Y₀

Кабельная линия 1: L=70 м, марка ААШв-(4x150)

Кабельная линия 2: L=25 м, способ прокладки - открыто по стене, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K _н	tgφ	ПВ (%)
1. Посудомоечная машина	33,0	0,8	1,33	—
2. Кипятильник	12,0	0,4	1,33	—

3 Холодильная камера (2 шт)	1,0	0,4	2,0	0,6
4. Универсальный привод	0,8	0,1	2,3	—
5. Вентилятор	3,0	0,8	1,0	—

Вариант 8

Трансформатор Т-1 ТМ-400/6/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=70 м, марка ААШВ-(3х 120+1х95)

Кабельная линия 1: L=25 м, способ прокладки - открыто по стене, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5.

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП,	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Токарный станок	3,6	0,2	1,33	—
2. Токарный станок	2,0	0,2	1,33	—
3. Станок точной обработки				
двигатель 1	3,6	0,2	1,5	—
двигатель 2	1,5	0,2	1,6	—
двигатель 3	0,4	0,2	1,5	—
4. Вентилятор	1,2	0,7	1,0	—
5. Освещение	3,0	0,8	0,1	—

Вариант 9

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/6/0,4 Y/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=65 м, марка АСГ-(4х120)

Кабельная линия 2: L=30 м, способ прокладки - в кабельном канале (уже проложено 4 силовых кабеля 0,4 кВ), помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Компрессор	17,0	0,8	1,0	—
2. Насос	14,0	0,8	1,0	—
3. Деаэратор	10,0	0,7	1,0	—
4. Электронагреватель	1,2	0,4	0,0	—
5. Вытяжной вентилятор	0,4	0,8	1,0	—

Вариант 10

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/10/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=70 м, марка АСРГ-(3х70+1х50).

Кабельная линия 2: L=65 м, способ прокладки - открыто по стене, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Установка точечной электросварки	3,6	0,1	0,3	40
2. Подъемник	6,0	0,1	1,3	—
3. Шлифовальный станок	3,0	0,2	1,3	—
4. Компрессор	1,2	0,1	2,3	—
5. Вентилятор	0,4	0,8	1,0	—
6. Освещение смотровой ямы	1,0	0,8	0,0	—

Вариант 11

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/10/0,4 Y/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=70 м, марка АСРГ-(3х120+1х95)

Кабельная линия 2: L=50 м, способ прокладки - открыто по стене, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Центрифуга	2,4	0,2	1,33	—
2. Выпариватель	4,0	0,8	0,2	—
3. Смеситель порошковых компонентов	12,0	0,2	1,5	—
4. Сушильный шкаф	1,2	0,8	0,2	—
5. Вентилятор	1,0	0,8	1,0	-
6. Таблеточный пресс	20,0	0,3	1,2	40

Вариант 12

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/6/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=55 м, марка ААШВ-(3х 120+1х95)

Кабельная линия 2: L=45 м, способ прокладки - в кабельном канале (уже проложены 5 силовых кабелей 0,4 кВ), помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$\text{tg}\varphi$	ПВ (%)
1. Токарный станок N 34	4,6	0,2	1,33	—
2. Токарный станок N 35	4,6	0,2	1,33	—
3. Токарный станок N 36	10,0	0,2	1,33	—
4. Токарный станок N 37	10,0	0,2	1,33	—
5. Токарный станок N 38	2,4	0,2	1,33	—
6. Подъемник	2,0	0,2	1,3	15
7. Пульпонасос	1,0	0,7	1,0	—

Вариант 13

Трансформатор Т-1 ТМ-1600/10/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=90 м, марка ААШв-(3x 120+1x95)

Кабельная линия 2: L=55 м, способ прокладки - в кабельном канале (уже проложены 5 силовых кабелей 0,4 кВ), помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность (кВт)	K_n	$\text{tg}\varphi$	ПВ (%)
1. Установка электроплавки	8,0	0,3	0,2	—
2. Сварочный аппарат	3,6	0,2	0,3	60
3. Установка ручной шлифовки (2 шт)	0,6	0,2	1,3	—
4. Компрессор	2,1	0,7	1,3	—
5. Вентилятор	0,6	0,7	1,3	—
6. Печь ВЧ-нагрева	1,0	0,8	1,0	—

Вариант 14

Трансформатор Т-1 ТМ-1600/10/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=100 м, марка АВГ-(3 x150+1x95)

Кабельная линия 2: L=25 м, способ прокладки — в трубе в бетонном массиве, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$\text{tg}\varphi$	ПВ (%)
1. Двигатели конвейера (2 шт)	16,0	0,8	1,0	—
2. Шнековый подъемник сыпучих материалов (2 шт)	24,0	0,8	1,0	—
3. Компрессор	2,6	0,7	1,3	—
4. Установка отбора проб	1,6	0,7	1,3	15
5. Вентилятор	0,6	0,7	1,3	—
6. Подъемник	6,0	0,1	1,5	—

Вариант 15

Трансформатор Т-1 ТМ-630/10/0,4 Y/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=90 м, марка АСБ-(4x90)

Кабельная линия 2: L=65 м, способ прокладки - в кабельном канале (уже проложены 4 силовых кабелей 0,4 кВ), помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$\text{tg}\varphi$	ПВ (%)
1. Станки токарные (4 шт)	17,0	0,3	1,2	—
2. Стайки шлифовальные (4 шт)	3,6	0,2	0,3	—

Вариант 16

Трансформатор Т-1 ТМ-1600/10/0,4 Y/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=120 м, марка ААШв-(4x185)

Кабельная линия 2: L=72 м, способ прокладки - в кабельном канале (уже проложены 7 кабелей напряжением 0,4 кВ), помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Двигатели реверсные подачи заготовок (2 шт)	16,0	0,45	1,0	15
2. ВЧ преобразователи	50,0	0,8	1,3	—
3. Компрессор	30	0,7	1,3	—
4. Установка точечной сварки	2,4	0,1	1,0	—
5. Вентилятор	0,6	0,7	1,3	—
6. Подъемник	6,0	0,1	1,5	—

Вариант 17

Трансформатор Т-1 ТМ-2500/10/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=90 м, марка АВГ-(3х185+1х150)

Кабельная линия 2: L=45 м, способ прокладки - открыто по стене здания, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Тиристорные ВЧ преобразователи (400 Гц) 2 шт	16,0	0,3	3,0	—
2. Агрегаты гальванического покрытия (2 шт)	8,0	0,6	1,0	—
3. Компрессор	2,6	0,7	1,3	—
4. Насос очистной ванны	3,6	0,7	1,3	—
5. Вакуум-насос	6,0	0,8	1,5	—

Вариант 18

Трансформатор Т-1 ТМ-630/6/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=60 м, марка АСГ-(3х50+1х35)

Кабельная линия 2: L=65 м, способ прокладки - открыто в лотке по стене здания, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Ножницы горячей резки (2 шт)	20,0	0,2	1,7	—
2. Преобразователи частоты (2 шт)	12,0	0,3	1,0	—
3. Компрессор	5,6	0,7	1,3	—
4. Кантователь	15,0	0,1	1,3	—
5. Вентилятор воздушной завесы	6,0	0,8	1,5	—

Вариант 19

Трансформатор Т-1 ТМ-400/6/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=90 м, марка АВГ-(3х185+1хГ50)

Кабельная линия 2: L=45 м, способ прокладки - в блоке.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Штамповочный агрегат	10,0	0,7	1,1	—
2. Пресс фрикционный (2 шт)	24,0	0,65	1,3	—
3. Механизм пылеуборки	6,0	0,45	1,1	—
4. Конвейер	8,0	0,5	1,0	—
5. Водяной насос (2 шт)	3,0	0,9	1,5	—

Вариант 20

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/6/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=50 м, марка АВВГ-(3х185+1х150)

Кабельная линия 2: L=45 м, способ прокладки - в блоке.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$Tg\varphi$	ПВ (%)
1. Тиристорные ВЧ преобразователи (400 Гц) 2 шт	16,0	0,3	3,0	—
2. Агрегаты непрерывной подачи труб (2 шт)	32,0	0,4	1,3	—
3. Подъемники (2 шт)	2,6	0,1	1,3	40
4. Кантователь	3,6	0,7	1,3	—

Вариант 21

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/10/0,4 Δ/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=90 м, марка АВГ-(3x185+1x150)

Кабельная линия 2: L=55 м, способ прокладки - открыто по стене здания, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$Tg\varphi$	ПВ (%)
1. Станки металлообрабатывающие (3 шт)	3,1	0,13	1,7	—
2. Станки металлообрабатывающие (2 шт)	13,0	0,17	1,2	—
3. Станок металлообрабатывающий	74,0	0,17	1,2	—
4. Выпрямитель	4,7	0,3	1,3	—
5. Сварочный трансформатор	4,7	0,3	1,3	—

Вариант 22

Трансформатор Т-1 ТМ-1000/10/0,4 Y/Y_0 .

Кабельная линия 1: L=90 м, марка АВГ-(3x185+1x150).

Кабельная линия 2: L=35 м, способ прокладки - открыто по стене здания, помещение невзрывоопасное и пожаробезопасное.

Состав и параметры оборудования, получающего питание от РП-5:

Тип электроприемника	Номинальная мощность ЭП, (кВт)	K_n	$tg\varphi$	ПВ (%)
1. Центрифуга	2,4	0,2	1,3	—
2. Выпариватель	4,0	0,8	0,2	—
3. Смеситель порошковых компонентов	12,0	0,2	1,5	—
4. Тельфер	2,4	0,06	2,0	—
5. Вентилятор	1,0	0,8	1,0	—
6. Пресс фрикционный	12,0	0,3	1,2	—