



Министерство образования
Республики Беларусь

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электрические станции»

ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Методическое пособие

Минск
БНТУ
2012

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электрические станции»

ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Методическое пособие для студентов
специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции»,
1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»

Минск
БНТУ
2012

УДК 621.311.2.002.5-83+621.311.4.002.5-83 (075.8)

ББК 31.277я7

Т 51

А в т о р ы :

*И.И. Сергей, В.А. Булат,
В.Н. Мазуркевич, Е.Г. Пономаренко*

Р е ц е н з е н т ы :

М.И. Фурсанов, В.Б. Козловская

Т 51 Токоведущие части электростанций и подстанций: методическое пособие для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / И.И. Сергей [и др.]. – Минск: БНТУ, 2012. – 82 с.

ISBN 978-985-525-547-6.

Методическое пособие для студентов электроэнергетических специальностей предназначено для дипломного и курсового проектирования и теоретической подготовки по дисциплинам «Электрическая часть электрических станций и подстанций» и «Производство электроэнергии». Включает описание конструкций, а также методики выбора и проверки по режиму короткого замыкания гибких проводников, генераторных токопроводов и кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

УДК 621.311.2.002.5-83+621.311.4.002.5-83 (075.8)
ББК 31.277я7

ISBN 978-985-525-547-6

© БНТУ, 2012

1. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДНИКАМИ

1.1. Токоведущие конструкции с гибкими проводниками электростанций и подстанций

Типовыми решениями в открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 35 кВ и выше в качестве токоведущих частей рекомендуются гибкие проводники тех же марок и сечений, что и для воздушных линий электропередачи ЛЭП. При указанных напряжениях в ОРУ с жесткой ошиновкой требуется большое количество опорных изоляторов. Опорные изоляторы и жесткие шины сравнительно дороги. Жесткие шины чувствительны к сейсмическим воздействиям, а также к просадкам и наклонам опорных конструкций, требуют точной установки изоляционных опор и высокого качества строительно-монтажных работ. Они подвержены также ветровому резонансу, для борьбы с которым применяются специальные гасители вибрации.

В проектной и эксплуатационной практике для системы подвешенных проводов распределительных устройств (РУ) применяется термин «гибкая ошиновка». Широкое применение гибкой ошиновки в ОРУ напряжением 35 кВ и выше объясняется ее универсальностью, простотой монтажа, высокой механической прочностью. Внедрение глубоких вводов 110–220 кВ в большие города и крупные промышленные предприятия и размещение ТЭЦ и ГРЭС на стесненных площадках, при неблагоприятных условиях работы изоляции, привели к необходимости применения закрытых РУ (ЗРУ), аппараты и ошиновка которых размещаются в специальном помещении. В настоящее время ЗРУ 110–220 кВ сооружаются, как правило, с применением оборудования и ошиновки, предназначенных для ОРУ.

Основными элементами гибкой ошиновки являются многопроволочные сталеалюминиевые провода марок АС, АСК, АСКП, А с номинальными сечениями 70–1000 мм². Для ошиновки ОРУ 500 кВ применяются также алюминиевые полые провода марки АП. В ОРУ напряжением 35–220 кВ крупных электростанций с целью обеспечения пропускной способности и экономической плотности тока применяется ошиновка с двумя проводами в фазе сечением 300–600 мм²

при расстоянии между проводами фазы, которое называют «шагом расщепления», – 0,12 м. Расщепление проводов при напряжении 330 кВ и выше обусловлено также необходимостью ограничения коронного разряда. Так, в ОРУ напряжением 330 кВ принимается ошиновка из двух проводов в фазе; в ОРУ 500 кВ – провод АСО-500 при трех проводах в фазе и АП-500 – при двух. Шаг расщепления фазы равен

0,4–

0,6 м. Между проводами расщепленной фазы через 8–10 м по длине пролета, а также на спусках и шлейфах устанавливаются дистанционные распорки. Однако указанное расстояние не является нормированной величиной и может изменяться при проектировании. Типы дистанционных распорок выбираются в зависимости от марки провода и расстояний между проводами в фазе. Как правило, применяются парные распорки, т. е. распорки, скрепляющие между собой два провода. Так, в случае трех проводов в фазе распорки устанавливаются «кустами» по три распорки в кусте, а при четырех проводах – по пять штук в кусте: четыре по сторонам квадрата и одна по диагонали.

Провода гибкой ошиновки подвешиваются к несущим конструкциям порталного типа, называемым порталами, посредством подвесных гирлянд изоляторов. Как правило, применяются натяжные гирлянды изоляторов. В отдельных случаях используются поддерживающие гирлянды. Имеются компоновки ЗРУ, в которых одна из фаз гибкой ошиновки монтируется по конструктивным соображениям на опорных изоляторах. Гирлянды собираются из стеклянных изоляторов типа ПС. Их длина составляет от 0,9 м на 35 кВ до 5 м на 500 кВ. Все соединения в гирлянде, а также крепление гирлянды к порталам выполняются шарнирно. Таким образом, гирлянда изоляторов представляет собой гибкую цепь элементов. Провода в ОРУ напряжением до 220 кВ в большинстве случаев подвешиваются на одинарных гирляндах, свыше 220 кВ – на двухцепных с раздельным креплением цепей. Двухцепные гирлянды при напряжении до 220 кВ применяются в том случае, если одинарные не проходят по механической прочности.

Гибкая ошиновка вместе с порталами образует расположенные рядами пролеты ячеек, куда подключены ЛЭП, трансформаторы и другие присоединения. В схемах со сборными шинами перпендикулярно пролетам ячеек располагаются шинные пролеты, ошиновка которых проходит ярусом ниже. Они служат для создания электрической связи присоединений между собой. Связь между соседними

пролетами выполняется с помощью шлейфов. Соединение гибких шин и электрических аппаратов РУ выполняется посредством отпайек. Отпайки крепятся к шинам с помощью ответвительных зажимов практически без натяжения. В пролетах типовых ОРУ имеется не более трех спусков к электрическим аппаратам. Минимальные и максимальные длины пролетов приняты в типовых ОРУ следующими: 12–23 м для ОРУ 35 кВ; 18–28 м для ОРУ 110 кВ; 20–40,5 м для ОРУ 220 кВ; 48–78 м для ОРУ 330 кВ и 61–98 м для ОРУ 500 кВ.

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [1] порталы для подвески гибкой ошиновки ОРУ должны выполняться сборными железобетонными или из стали. В отдельных случаях стойки порталов выполняются железобетонными, а траверсы (верхние части порталов) – металлическими. Высота порталов может быть весьма значительной и составлять для ячеек пролетов от 7,86 м на 35 кВ до 26 м на 500 кВ, для шинных пролетов – соответственно от 6,1 м до 17 м.

На рис. 1.1–1.3 представлены наиболее длинные пролеты типовых ОРУ 110 и 330 кВ [2]. РУ таких классов напряжения получили наибольшее распространение на территории Республики Беларусь в составе электростанций и подстанций. На рисунках указаны размеры пролетов и расположение аппаратов.

К токоведущим конструкциям с гибкими проводниками, нашедшим применение на электростанциях, также относятся и гибкие токопроводы. Первоначально они применялись лишь для соединения генераторов с трансформаторами и трансформаторов с шинами РУ. В настоящее время такие токопроводы применяются и на промышленных предприятиях в качестве распределительных. Гибкие токопроводы выполняются из нескольких неизолированных проводов (пучок), закрепленных равномерно по периметру специального кольца и подвешенных к опоре на подвесных изоляторах. Они имеют малые потери и могут быть стойкими при больших токах короткого замыкания. Недостатки гибких токопроводов – это большие габариты и недостаточная стойкость к воздействию химически активной среды [3, с. 16]. Для предотвращения схлестывания проводов пучка устанавливаются внутрифазные распорки, расстояние между которыми определяется расчетом в зависимости от значения тока КЗ. Для предотвращения схлестывания фаз или их недопусти-

мого сближения, вызывающих повторное КЗ, устанавливаются изолирующие междуфазные распорки [3, с. 125].

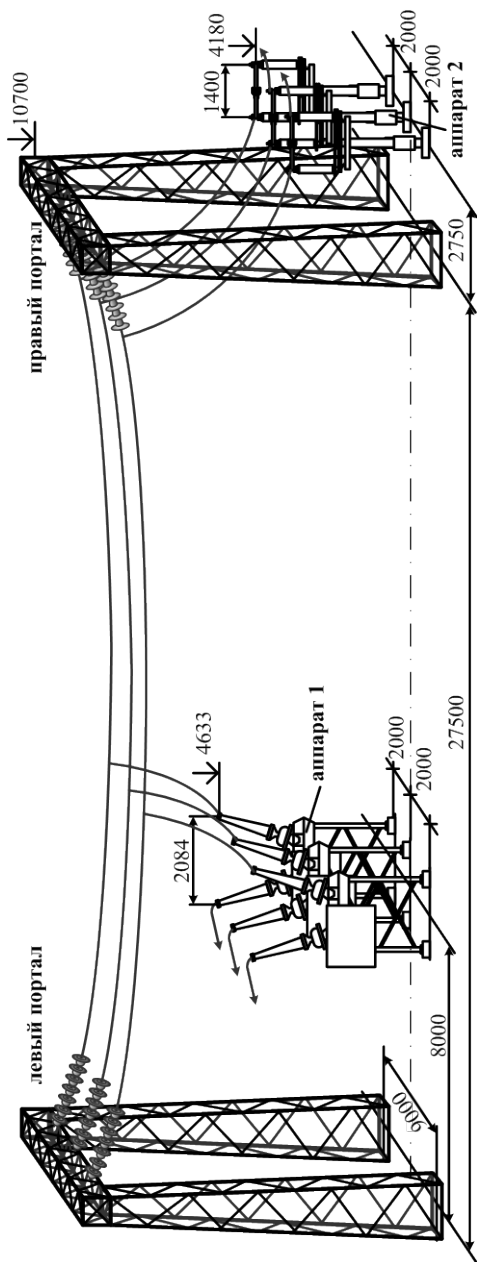


Рис. 1.1. Пролет ячейки типового ОРУ 110 кВ длиной 27,5 м с двумя отпайками на примере Минской ТЭЦ-3

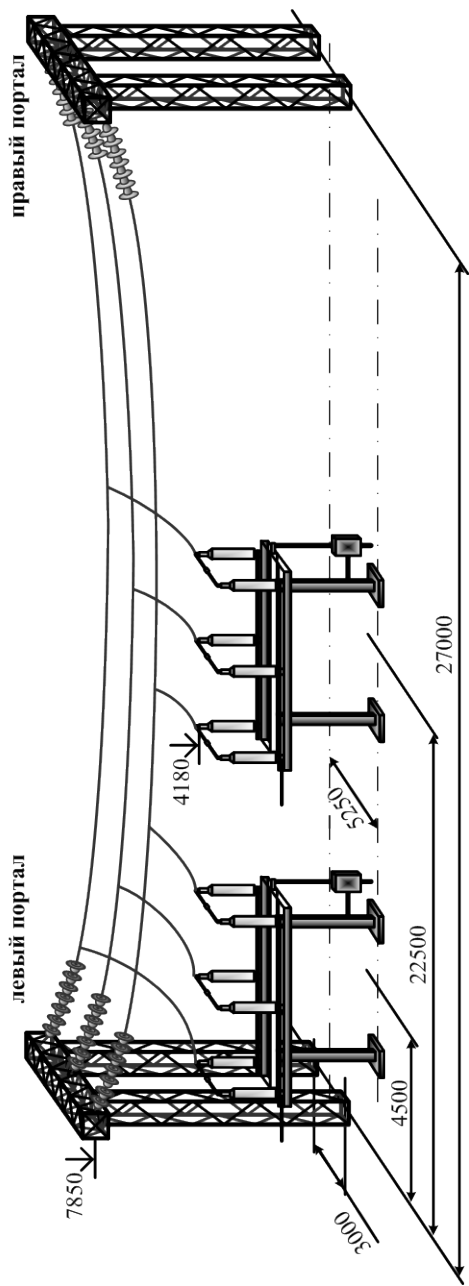


Рис. 1.2. Шинный пролет типового ОРУ 110 кВ длиной 27 м с двумя отпайками на примере Минской ГЭЦ-3

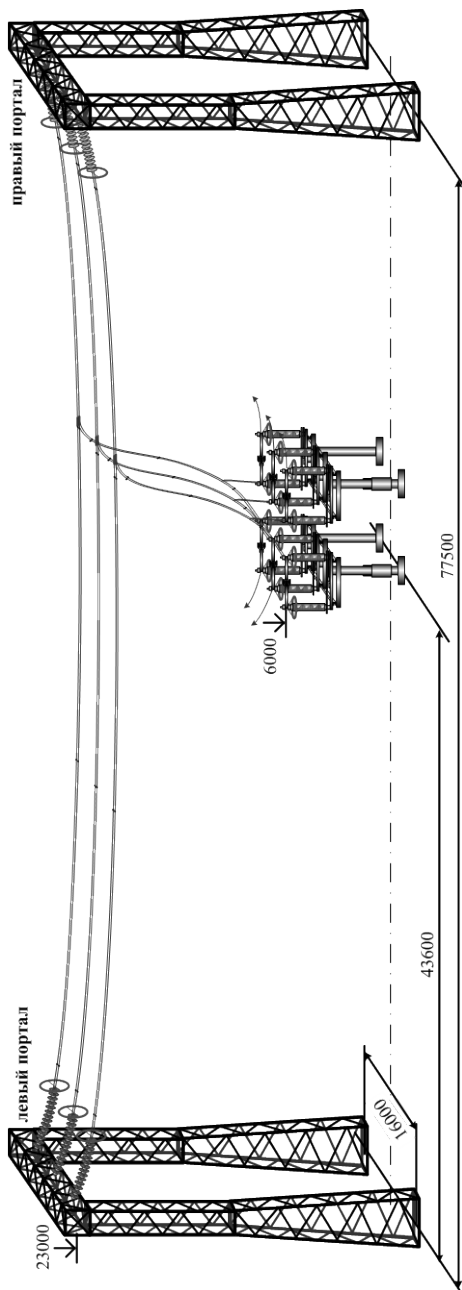


Рис. 1.3. Пролет ячейки типового ОРУ 330 кВ длиной 77,5 м с одной отпайкой и поворотными разъединителями

В соответствии с ПУЭ [1] расстояния в свету между токоведущими и заземленными частями ($A_{\phi-3}$)_Г, а также между токоведущими частями соседних фаз ($A_{\phi-\phi}$)_Г при их расположении в одной горизонтальной плоскости на открытом воздухе должны приниматься равными

$$(A_{\phi-3})_{Г} = A_{\phi-3.наим} + c ; \quad (A_{\phi-\phi})_{Г} = A_{\phi-\phi.наим} + c, \quad (1.1)$$

где $A_{\phi-\phi.наим}$ и $A_{\phi-3.наим}$ – наименьшие допустимые расстояния в свету соответственно между соседними фазами и между фазами и заземленными конструкциями [1, табл. IV-2-2];

$$c = f \sin \alpha ;$$

где f – стрела провеса при температуре +15 °С, м;

$$\alpha = \arctg P/Q ;$$

где P – удельная нагрузка на фазу от ветра, даН/м;

Q – удельный вес (на единицу длины) провода или пучка проводов в расщепленной фазе, даН/м.

При определении ($A_{\phi-3}$)_Г и ($A_{\phi-\phi}$)_Г по выражению (1.1) учитывается возможность отклонения фаз гибкой ошиновки под воздействием ветра. Соответственно в ЗРУ эти расстояния принимаются меньшими, чем в ОРУ. В последующем с учетом принятых по (1.1) расстояний производится проверка гибкой ошиновки на электродинамическое действие токов КЗ.

1.2. Электродинамическое действие токов КЗ на гибкие проводники

Гибкость проводов распределительных устройств позволяет им принимать форму, обусловленную внешними нагрузками. При протекании по ним токов КЗ проводники соседних фаз начинают взаимодействовать: вначале они отталкиваются, затем сближаются. В результате может произойти их сближение на недопустимо малое расстояние по условию электрической прочности изоляционного промежутка. Наибольшее сближение соседних проводников наблюдается, как правило, при двухфазном КЗ. Таким образом, более вероятное КЗ на отходящих воздушных ЛЭП может сопровождаться вторичным КЗ на шинах РУ из-за их недопустимого сближения с последующим отключением всех присоединений. При схлестывании большие токи КЗ ведут к пережогу проволок проводов, что может явиться причиной их обрыва. На электрические аппараты РУ и опорные конструкции при КЗ воздействуют ударные нагрузки.

Под электродинамической стойкостью гибких проводов электростановок понимают их способность противостоять электродинамическому действию токов КЗ до и после автоматического отключения цепи КЗ без повреждений. ПУЭ [1] указывает на ток КЗ в 20 кА, по достижении которого необходимо производить расчет гибких шин на электродинамическую стойкость. С возрастанием токов КЗ их электродинамическое действие становится ключевым фактором, определяющим габариты и механические характеристики токоведущих конструкций с гибкими проводами при проектировании.

Анализ и обобщение результатов экспериментальных исследований позволяет составить подробную картину поведения гибких проводов при КЗ. В траекториях движения проводов выделяют два участка. На первом провода движутся с ускорением под действием электродинамических усилий (ЭДУ). Началом второго участка является положение провода в момент отключения КЗ. После отключения движение провода определяется сочетанием действия инерционных и упругих сил и тяжения провода. Из-за влияния температурных удлинений проводов, податливости опор, а также изменения формы проводов и гирлянд изоляторов траектории движения гибких проводников приобретают более сложную форму. Существуют три типичные траектории движения проводов при коротком замыкании (рис. 1.4). При сравнительно небольших токах КЗ траектория движения проводника напоминает траекторию движения маятника (рис. 1.4, *а*). С увеличением токов траектория становится сложнее (рис. 1.4, *б*), достигая в итоге предельной круговой формы (рис. 1.4, *в*).

Как показано на рис. 1.5, во время вынужденного движения провод движется к точке наибольшего горизонтального отклонения $y_{1\max}$. После отключения КЗ он продолжает свое движение, расходя накопленную кинетическую энергию, и достигает наибольшего отклонения $y_{2\max}$. Минимальное расстояние между проводниками соседних фаз в процессе сближения, очевидно, будет зависеть от максимального отклонения $y_{2\max}$ обоих проводников. От величины $y_{1\max}$ будет зависеть, приблизится ли провод к заземленным конструкциям. Существенное влияние на характер вынужденного движения оказывают спуски к электрическим аппаратам и гирлянды изоляторов, ограничивающие отклонения проводов.

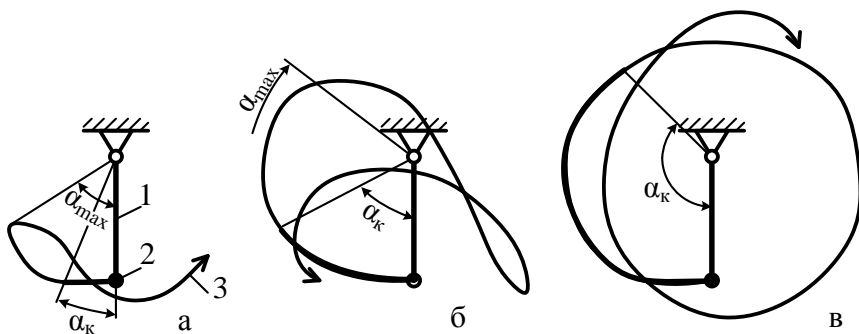


Рис. 1.4. Типичные траектории движения средней точки провода (разрез перпендикулярно пролету):

1 – статическое положение провода; 2 – средняя точка провода;
3 – траектория движения средней точки

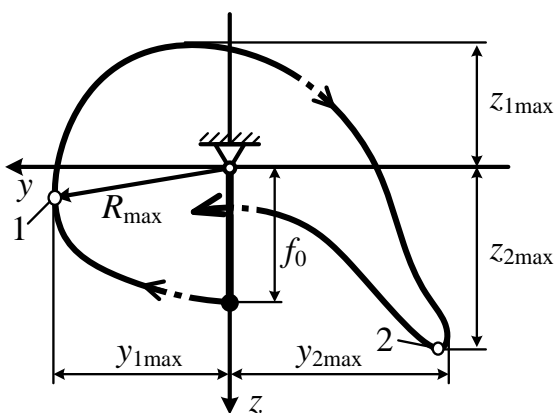


Рис. 1.5. Характерные отклонения расчетной точки провода:

1 – момент наступления $T_{2\max}$; 2 – $T_{3\max}$

Ударные нагрузки на аппараты и опорные конструкции определяются тяжениями, возникающими в гибких шинах при их движении. Разным моментам движения провода при КЗ соответствуют характерные максимумы тяжения (рис. 1.5) [4]. Первый максимум $T_{1\max}$ возникает только в расщепленной фазе и обусловлен внутрифазным взаимодействием проводов. Он наступает через несколько

периодов тока промышленной частоты и характеризуется большой величиной. Второй максимум тяжений $T_{2\max}$ наступает в момент времени, близкий к наибольшему горизонтальному отклонению фазы. Величина $T_{2\max}$ может в несколько раз превышать тяжение провода в нормальном режиме. Стадии свободного движения провода после отключения КЗ соответствует третий максимум тяжения $T_{3\max}$, который наступает в момент прохождения наиболее низкой точки траектории движения (в момент падения провода). В зависимости от геометрических размеров пролета $T_{3\max}$ может быть больше или меньше $T_{2\max}$.

1.3. Условия и параметры электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств

Согласно ГОСТ [5] оценка электродинамической стойкости гибких проводов должна производиться по двум условиям:

$$s_{\max} \leq s_{\text{доп}}; \quad (1.2)$$

$$T_{\max} \leq T_{\text{доп}}, \quad (1.3)$$

где s_{\max} , T_{\max} , $s_{\text{доп}}$, $T_{\text{доп}}$ – соответственно максимальные расчетные и допустимые отклонения и тяжения гибких проводов при КЗ.

Допустимые отклонения проводов $s_{\text{доп}}$ определяются из тех соображений, чтобы минимальные расстояния между проводниками фаз $A_{\text{ф-ф.min}}$, а также между проводниками и заземленными частями $A_{\text{ф-з.min}}$ не превысили допустимых изоляционных расстояний, определяемых при рабочих напряжениях:

$$\begin{aligned} A_{\text{ф-ф.min}} &\geq A_{\text{ф-ф.доп}}; \\ A_{\text{ф-з.min}} &\geq A_{\text{ф-з.доп}}, \end{aligned} \quad (1.4)$$

где $A_{\text{ф-ф.доп}}$ и $A_{\text{ф-з.доп}}$ – минимальные допустимые расстояния соответственно между проводниками фаз и проводниками и заземленными частями при рабочем напряжении, м.

Максимальные расчетные отклонения проводов s_{\max} определяются из траекторий их движения при КЗ в точках максимального размаха колебаний (пример на рис. 1.5). Траектория движения характеризуется проекциями s_{\max} на оси координат – максимальными горизонтальными отклонениями при отталкивании $y_{1\max}$ и сближении $y_{2\max}$ проводов и их вертикальными отклонениями при подъеме $z_{1\max}$ и опускании $z_{2\max}$ (рис. 1.5). Указанные отклонения s_{\max} или их проекции $y_{1\max}$, $y_{2\max}$, $z_{1\max}$ и $z_{2\max}$ могут быть найдены с использованием упрощенных методов расчета или более точно по компьютерной программе (КП).

При расчете электродинамической стойкости удобнее рассчитывать не допустимые отклонения $s_{\text{доп}}$ или их проекции, а сразу выполнять проверку на недопустимое сближение. В пролете без отпак, точки подвеса проводов которого находятся на одной высоте, при двухфазном КЗ проверка недопустимого сближения соседних фазных проводников осуществляется по следующему выражению:

$$A_{\phi-\phi} - 2(y_{2\max} + r_{\Pi}) \geq A_{\phi-\phi, \text{доп}}; \quad (1.5)$$

с заземленными конструкциями:

$$A_{\phi-3} - y_{1\max} \geq A_{\phi-3, \text{доп}}, \quad (1.6)$$

где $A_{\phi-\phi}$ – расстояние между соседними фазами в режиме, предшествующем КЗ, м;

r_{Π} – радиус провода или расщепления фазы, м;

$A_{\phi-3}$ – расстояние между проводниками и заземленными конструкциями в режиме, предшествующем КЗ, м.

В общем случае провода движутся по разным траекториям с различной угловой скоростью из-за влияния ветра, наличия отпак в пролете и несимметричности пролета. Наиболее сближенными при КЗ могут оказаться провода сборных шин одной фазы с проводами спусков соседней фазы. Необходимо также проверять возможность недопустимого сближения отклоненных фаз с заземленными кон-

струкциями РУ. С учетом сказанного условие недопустимого сближения проводов между собой и с заземленными конструкциями имеет следующий вид [4, с.147]:

$$\begin{aligned} \min(\bar{R}_{il} - \bar{R}_{jm}) - 2r_{\Pi} &\geq A_{\Phi-\Phi, \text{доп}}; \\ \min(\bar{R}_{im} - \bar{R}_{3k}) - r_{\Pi} &\geq A_{\Phi-3, \text{доп}}; \end{aligned} \quad (1.7)$$

$$i = 1, 2, \dots, N; \quad j = 1, 2, \dots, N; \quad i \neq j;$$

$$l = 1, 2, \dots, K; \quad m = 1, 2, \dots, K; \quad l \neq m; \quad k = 1, 2, \dots, M,$$

где \bar{R}_{il} и \bar{R}_{jm} – радиус-векторы мгновенного положения соответственно l -го и m -го элемента i -го и j -го провода при КЗ, м;

\bar{R}_{3k} – радиусы-вектор положения ближайшей к отклоненному проводу точки заземленной конструкции РУ, м;

N – количество взаимодействующих при КЗ проводов;

K – число точек соседнего провода, проверяемых по условию недопустимого сближения проводов;

M – число точек конструкций РУ, проверяемых по условию недопустимого приближения проводов.

Необходимые пояснения к выражению (1.7) приведены на рис. 1.6 [4, с. 148]. Следует заметить, что для расчета параметров электродинамической стойкости в случае пролетов со спусками предпочтительным является использование компьютерных программ. Упрощенные методы расчета позволяют определить только предельные отклонения гибких шин в таких пролетах.

Допустимые тяжения проводов $T_{\text{доп}}$ определяются допустимыми механическими напряжениями в них. Допустимое механическое напряжение провода [1]

$$\sigma_{\text{доп}} = N\sigma_{\text{пр}}, \quad (1.8)$$

где N – коэффициент допустимой нагрузки, равный 35–50 % от предела прочности [1];

$\sigma_{\text{пр}}$ – предел прочности при растяжении, Н/м².

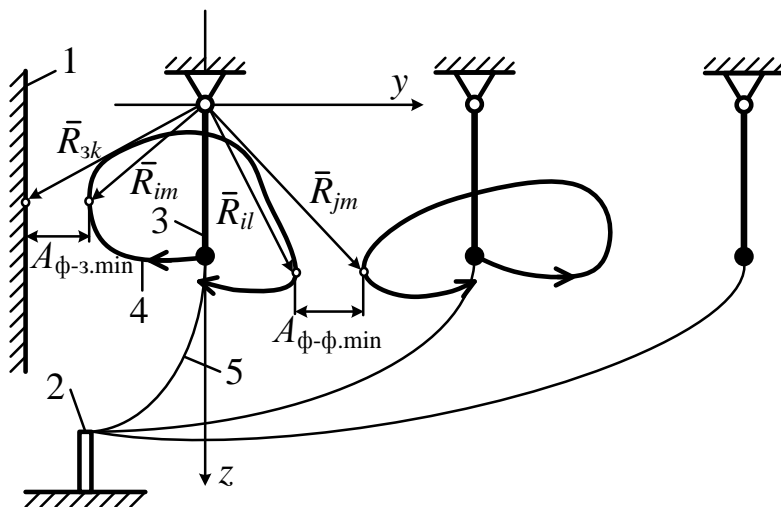


Рис. 1.6. Условие проверки недопустимого сближения проводов между собой и с заземленными конструкциями: 1 – заземленная конструкция; 2 – аппарат РУ; 3 – начальное положение провода; 4 – траектория движения; 5 – начальное положение спуска

Выражение (1.8) можно записать в виде, удобном для использования выражения (1.3):

$$T_{\text{доп}} = NS\sigma_{\text{пр}}, \quad (1.9)$$

где S – площадь поперечного сечения проводника, м^2 .

Максимальные расчетные тяжения T_{max} могут быть определены с помощью упрощенных методов или КП.

По условию (1.3) проверяют на механическую прочность провода, гирлянды изоляторов и другие конструктивные элементы пролета [4, с. 149]. Провода, натяжные и ответвительные зажимы имеют большой предел прочности на растяжение – около сотни килоньютонов и более [1]. Разрушающая нагрузка тарельчатых изоляторов в зависимости от их типа может составлять несколько сот килоньютонов. Поэтому оценка электродинамической стойкости гибкой ошиновки по условию (1.3) может производиться только для проводов.

Допустимая нагрузка на подвесные изоляторы

$$P_{\text{доп}} = 0,3P_{\text{разр}}, \quad (1.10)$$

где $P_{\text{разр}}$ – минимальная разрушающая нагрузка подвесного изолятора, Н.

Наиболее слабыми по механической прочности элементами являются опорные конструкции и аппараты РУ [1]. Поэтому для них динамические усилия при КЗ наиболее опасны. При определении их механической прочности расчетные максимальные моменты M_{max} и перерезывающие силы Q_{max} в любом сечении сравниваются с допустимыми значениями [4, с. 151].

Если любое из неравенств (1.1–1.7) не выполняется, то происходит нарушение электродинамической стойкости гибких проводов, и минимальное значение тока КЗ, при котором это происходит, называется током электродинамической стойкости гибкой ошиновки $I_{\text{дин}}$.

1.4. Компьютерный расчет параметров электродинамической стойкости гибких шин

Компьютерный расчет параметров электродинамической стойкости гибких шин РУ производится с помощью разработанной на кафедре «Электрические станции» БНТУ КП FLEBUS. Начальное положение гибких проводов с учетом климатических нагрузок определяется по КП MR21.

В программе FLEBUS применяется расчетная модель провода в виде гибкой упругой нити. Представление провода расчетной моделью с распределенной массой позволяет более точно выполнить расчет электродинамического взаимодействия и вычислить характеристики любой его точки. Пространственное движение провода в виде гибкой упругой нити при КЗ описывается нелинейными дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных с переменными коэффициентами [4]:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 x}{\partial t^2} &= \left[\lambda^2 + b^2 \left(\frac{\partial x}{\partial s_0} \right)^2 \right] \frac{\partial^2 x}{\partial s_0^2} + b^2 \frac{\partial x}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial y}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial^2 y}{\partial s_0^2} + b^2 \frac{\partial x}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial z}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial^2 z}{\partial s_0^2} + P_x^*; \\
\frac{\partial^2 y}{\partial t^2} &= b^2 \frac{\partial y}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial x}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial^2 x}{\partial s_0^2} + \left[\lambda^2 + b^2 \left(\frac{\partial y}{\partial s_0} \right)^2 \right] \frac{\partial^2 y}{\partial s_0^2} + b^2 \frac{\partial y}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial z}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial^2 z}{\partial s_0^2} + P_y^*; \\
\frac{\partial^2 z}{\partial t^2} &= b^2 \frac{\partial z}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial x}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial^2 x}{\partial s_0^2} + b^2 \frac{\partial z}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial y}{\partial s_0} \cdot \frac{\partial^2 y}{\partial s_0^2} + \left[\lambda^2 + b^2 \left(\frac{\partial z}{\partial s_0} \right)^2 \right] \frac{\partial^2 z}{\partial s_0^2} + P_z^*,
\end{aligned} \tag{1.11}$$

где x , y и z – координаты провода, м;

t – время, с;

s_0 – дуговая координата, м;

P^* – распределенная внешняя нагрузка на единицу массы провода, Н/кг;

λ^2 и b^2 – коэффициенты уравнения [4].

Для решения уравнений вида (1.11) требуются дополнительные условия: начальные и краевые. Начальными условиями являются параметры провода при $t = 0$, краевыми – заданные на концах провода в пролете. Таким образом, для расчета динамики проводов требуется решить смешанную краевую задачу Коши. Начальное положение проводов при этом можно определить из проектных материалов.

Для решения дифференциальных уравнений второго порядка в частных производных (1.11) применен численный разностный метод [4]. Провод разбивается на $n = 99$ линейных отрезков. Производные в уравнениях (1.11) заменяются конечно-разностными отношениями. Получившаяся система линейных алгебраических уравнений решается по неявной схеме. Краевые условия на каждом шаге вычислений определяются из решения уравнений динамики конструктивных элементов под воздействием приложенных при КЗ от проводов и гирлянд изоляторов сил.

Спуски к электрическим аппаратам также описываются уравнениями (1.11). Гирлянда изоляторов является гибкой цепью элементов, состоящей из чередующихся изоляционных и металлических элементов. Для упрощения задачи она вместе с зажимом для крепления провода также моделируется гибкой нитью с распределенной

по длине массой. Поэтому расчетная модель гибкой ошиновки состоит из связанных между собой участков гибких нитей разной массы. В местах соединения гибких шин и спусков учитывается масса ответвительного зажима. Действие тяжения спуска на гибкую шину моделируется приложением соответствующей сосредоточенной силы $T_{\text{сп}}$ в месте крепления спуска. Точка крепления спуска принадлежит шине и ее динамика решается совместно с движением других точек шины, а затем с учетом перемещения точки крепления находится пространственное положение спуска.

Гибкая ошиновка с расщепленной фазой моделируется одной нитью с эквивалентной массой, включающей в себя массы фазных проводников и дистанционных распорок, масса которых распределяется равномерно по всей длине проводов.

Динамика концов гирлянд изоляторов и спусков зависит от упругих и инерционных характеристик порталов, электрических аппаратов и шинных изолирующих опор. Действующие на электрический аппарат или изолирующую опору нагрузки от проводов по осям x и y являются изгибающими, а по оси z – растягивающими. Динамические прогибы изолирующих опор и электрических аппаратов под воздействием этих нагрузок находят из уравнений колебаний упругого стержня с заземленным концом (консоли). Соответствие динамических характеристик консоли и реального электрического аппарата обеспечивается при использовании его экспериментальной жесткости.

Порталы упрощенно представляются схемой в виде двух пружин и сосредоточенных масс стоек и траверсы. Жесткости пружин, расположенных по осям x и z , определяются соответственно изгибной жесткостью стоек и траверсы портала. Для этого стойки портала представляются консолью с грузом на конце, равным весу траверсы, а траверса – стержнем с закрепленными концами. С учетом этого находят выражения для расчета жесткостей пружин упрощенной модели портала. Такой подход сводит определение краевых условий для динамики гибких шин к решению обыкновенных дифференциальных уравнений.

Жесткость, собственные частоты колебаний, моменты инерции электрических аппаратов и опорных конструкций, необходимые для расчета, должны определяться экспериментально или расчетным путем по известным методикам.

ЭДУ, воздействующие на гибкие шины и спуски, определяются с учетом изменения тока КЗ во времени, пространственного положения проводов и распределения тока КЗ по участкам ошиновки. Расчетная модель гибкой ошиновки разбивается на участки, число которых зависит от количества отпаек. По гирляндам изоляторов ток КЗ не протекает и ЭДУ на них не действуют. Величина и направление токов КЗ на остальных участках зависит от места короткого замыкания, расположения пролета в РУ и характеристик присоединений к сборным шинам. На рис. 1.7 указаны направления протекания тока при сквозном КЗ (рис. 1.7, а) и КЗ в цепи отпайки (рис. 1.7, б).

Программа FLEBUS позволяет выполнять расчеты динамики гибкой ошиновки при двухфазном и трехфазном коротком замыкании. Имеется возможность задать повторное КЗ в цикле неуспешного АПВ, выбрать место КЗ, фазы, участвующие в процессе КЗ, и другие характеристики.

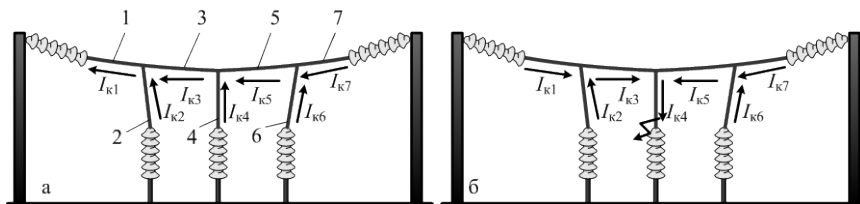


Рис. 1.7. Путь протекания токов КЗ в пролете с тремя отпайками (однолинейная схема): а – сквозное КЗ; б – КЗ в цепи второй отпайки; 1–7 – участки разбиения ошиновки

С помощью программы можно рассчитывать пролеты с числом отпаек от одной до трех. Это соответствует большинству конструкций типовых пролетов РУ. В программу заложен алгоритм расчета длин спусков, поэтому если длины неизвестны, можно ввести нулевые значения.

Для удобства пользования в программу встроены каталоги проводов и гирлянд изоляторов. Предусмотрена возможность добавления новых данных в каталоги. Имеется также расширенная справочная система, которая вызывается из программы. В ней приведен курс обучения пользованию приложением и описаны все его возможности.

В программу заложен алгоритм анализа условий электродинамической стойкости пролета (1.7). Если электродинамическая стойкость будет нарушена, в файле результатов расчета будет сделана соответ-

ствующая запись. Выбор расчетных условий короткого замыкания и климатического режима остается в компетенции пользователя.

Для оптимизации рабочего времени пользователя в программе предусмотрена возможность проведения серии расчетов с изменением тока в заданном диапазоне. Приложение производит серию расчетов без участия пользователя. Результаты расчетов сохраняются в виде зависимостей основных параметров электродинамической стойкости от тока КЗ. Эта функция будет удобна для комплексных исследований, например, при определении тока электродинамической стойкости $I_{дин}$.

Пример расчета № 1

Необходимо выполнить проверку гибкой ошиновки пролета 110 кВ (рис. 1.1) на электродинамическую стойкость при токе двухфазного КЗ $I_{п,0}^{(2)}$ 30 кА. Продолжительность КЗ – 0,15 с, постоянная времени КЗ – 0,1 с. Марка провода – АС-400/51, гирлянда изоляторов – 11 штук ПС70-Д. Начальная стрела провеса – 1,35 м, междуфазное расстояние – 2,5 м. Климатические условия: температура +25 °С, ветер и гололед отсутствуют.

Запустив программу FLEBUS, открываем файл исходных данных «110 27,5 yach.dat», который поставляется вместе с программой. К программе в электронном виде прилагается инструкция пользователя, которая вызывается непосредственно из приложения и позволяет в случае необходимости более полно ознакомиться с приемами эксплуатации программы. Файл «110 27,5 yach.dat» содержит все данные по пролету в соответствии с приведенным заданием. Указанный файл можно использовать как основу для создания нового набора исходных данных, меняя, например, марку провода, продолжительность КЗ и т. п.

В параметрах короткого замыкания указываем, что в КЗ участвуют фазы *A* и *B*, место КЗ – «сквозное». Это значит, что КЗ произошло вне ячейки и ее присоединения и по ошиновке протекают сквозные токи КЗ по участкам 1, 3 и 5 (см. рис. 1.7). Время расчета выбираем 2–3 с.

Запускаем расчет. После его окончания анализируем результаты расчета (рис. 1.8).

...

РЕЗУЛЬТАТЫ ДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА:

Наблюдались следующие сближения проводов $A_{ф-ф\min}$:

фаза А - фаза В - 0,111 м при $t = 0,794$ с - недопустимое

фаза В - фаза С - 1,100 м при $t = 0,250$ с

отп.1 ф.А - фаза В - 0,374 м при $t = 0,816$ с - недопустимое

отп.1 ф.А - отп.1 ф.В - 0,018 м при $t = 0,844$ с - недопустимое

...

Рис. 1.8. Фрагмент результатов расчета по КП FLEBUS

Из приведенного на рис. 1.8 фрагмента результатов расчета видно, что при заданных параметрах КЗ может произойти недопустимое сближение гибких проводников в пролете и их электродинамическая стойкость будет нарушена.

Для более глубокого анализа результатов расчета в КП также приводятся траектории движения проводников, их максимальные отклонения и тяжения, отклонения порталов, диаграммы тяжений в проводниках и другая информация. Процесс расчета сопровождается компьютерной анимацией движения проводников.

Пример расчета № 2

Для пролета по данным примера № 1 необходимо определить ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}$. Критерием электродинамической стойкости в КП выступает минимальное междуфазное расстояние между гибкими проводниками $A_{ф-ф\min}$ в процессе их движения, которое сравнивается с допустимым $A_{ф-ф\text{доп}}$, для чего используется выражение (1.7). Для РУ 110 кВ в соответствии с ПУЭ [1] $A_{ф-ф\text{доп}} = 0,45$ м. Нарушение электродинамической стойкости в результате приближения проводников к заземленным конструкциям или превышения расчетных нагрузок над допустимыми анализируется пользователем самостоятельно. В результатах расчета для этого имеется достаточная информация.

Для определения $I_{\text{дин}}$ необходимо произвести серию расчетов, изменяя ток КЗ в широком диапазоне (см. инструкцию к КП

FLEBUS). В этом диапазоне должно находиться предполагаемое значение $I_{\text{дин}}$, что подразумевает наличие определенного опыта расчетов электродинамической стойкости у пользователя. Для приближенного расчета $I_{\text{дин}}$ можно воспользоваться выражениями, приведенными в подразделе 1.6 настоящего пособия.

Произведем серию расчетов, изменяя ток КЗ от 10 до 50 кА с шагом 2 кА. В результате расчетов получаем диаграммы сближений $A_{\text{ф-ф.min}}$ гибких шин и аппаратных отпаек разных фаз друг с другом как, например, на рис. 1.9.

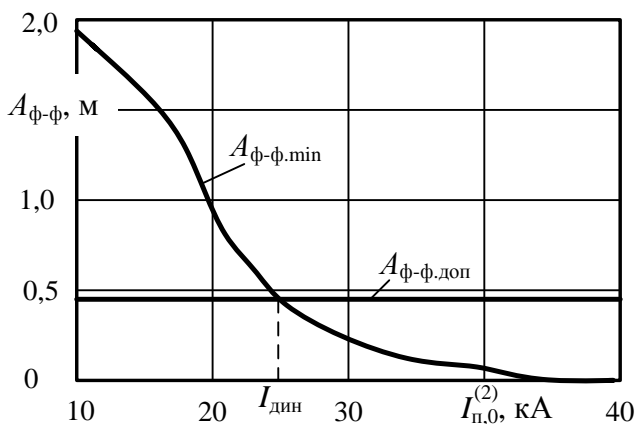


Рис. 1.9. Сближение спусков фаз A и B между собой

Как видно из рис. 1.9, недопустимое сближение спусков фаз A и B происходит при токе $I_{п,0}^{(2)} = 25$ кА. Соответственно для этого пролета $I_{\text{дин}} = 25$ кА.

1.5. Упрощенный расчет максимальных отклонений гибких проводников

Подавляющее большинство пролетов гибкой ошиновки распределительных устройств высокого напряжения расположены в горизонтальной плоскости. Для расчета их электродинамической стойкости широко применяются упрощенные методы расчета, основан-

ные на представлении провода сосредоточенной массой или физическим маятником. Они положены в основу межгосударственного и республиканского стандартов на расчет электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств.

Для вывода выражений расчета параметров электродинамической стойкости гибких проводников используются энергетический и интегральный принципы механики. В соответствии с ними для определения y_{\max} получена следующая формула:

$$y_{\max} = \sqrt{f_0^2 - H^2}, \quad (1.12)$$

где f_0 – начальная стрела провеса провода, м;

H – высота расположения средней точки провода в момент его максимального отклонения относительно точки крепления провода на опоре (рис. 1.10), м:

$$H = f_0 - (h + h_{\kappa}), \quad (1.13)$$

где h – высота подъема средней точки провода после отключения КЗ, м;

h_{κ} – то же в момент отключения КЗ, м.

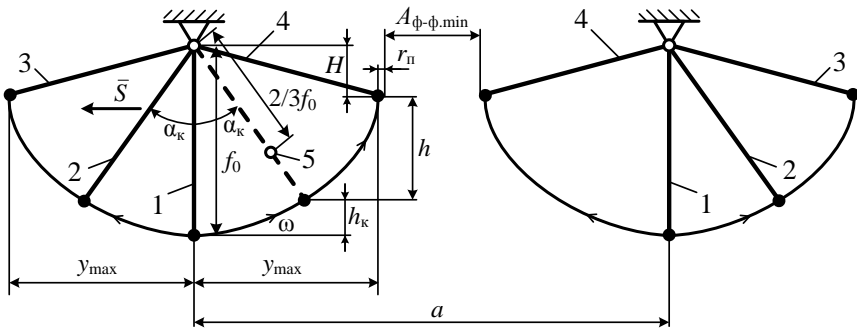


Рис. 1.10. Поясняющая схема для расчета отклонений проводов при двухфазном КЗ: 1 – положение провода до КЗ; 2 – в момент отключения тока КЗ ($t = t_{\kappa}$); 3 – в момент максимального отклонения; 4 – в момент максимального отклонения при сближении соседних фаз; 5 – положение центра масс провода

После подстановки (1.13) в (1.12) и преобразования имеем

$$y_{\max} = \sqrt{(h + h_k)(2f_0 - h - h_k)}. \quad (1.14)$$

При $h + h_k > f_0$, $y_{\max} = f_0$.

В соответствии с рис. 1.8

$$h_k = f_0(1 - \cos \alpha_k), \quad (1.15)$$

где α_k – угол отклонения плоскости провода в момент отключения КЗ:

$$\alpha_k = \omega_{\text{ср}} t_k, \quad (1.16)$$

где $\omega_{\text{ср}}$ – средняя угловая скорость вращения провода за время t_k , 1/с.

Линейная скорость движения центра масс провода

$$v_k = \frac{S^{(2)}}{\rho l}, \quad (1.17)$$

где $S^{(2)}$ – импульс ЭДУ двухфазного КЗ, Н·с.

Угловая и линейная скорости центра масс провода связаны известным соотношением

$$\omega_{\text{ср}} = \frac{v_k}{2} \cdot \frac{3}{2f_0} = 0,75 \frac{v_k}{f_0}. \quad (1.18)$$

Подставляя (1.18) в (1.16), получим выражение для определения α_k :

$$\alpha_k = 0,75 \frac{v_k t_k}{f_0}. \quad (1.19)$$

Для того, чтобы определить величину h , запишем уравнение баланса кинетической и потенциальной энергии провода, представленного физическим маятником:

$$J \frac{\omega_k^2}{2} = \frac{2}{3} \rho l h g, \quad (1.20)$$

где $J = \frac{8}{15} \rho l f_0^2$ – момент инерции провода, кг·м²;

ω_k – угловая скорость вращения провода в момент отключения КЗ, 1/с;

g – ускорение свободного падения, м/с².

После подстановки в (1.20) J , ω_k , выраженной через v_k , и ряда преобразований получаем формулу для вычисления h :

$$h = 0,092 v_k^2 = 0,092 \left(\frac{S^{(2)}}{\rho l} \right)^2. \quad (1.21)$$

Импульс $S^{(2)}$ можно вычислить по упрощенному выражению

$$S^{(2)} = 0,2 \left(I_{\Pi 0}^{(2)} \right)^2 l \frac{(t_k + T_a)}{a}, \quad (1.22)$$

где $I_{\Pi 0}^{(2)}$ – периодическая составляющая тока двухфазного КЗ, кА;

l – длина пролета;

t_k – продолжительность КЗ, с;

T_a – постоянная времени цепи КЗ, с;

a – проектное расстояние между фазами, м.

Чтобы устранить погрешности в вычислении импульса ЭДУ по упрощенному выражению (1.22), необходимо учесть увеличение расстояния между проводами в процессе их отклонения при КЗ. Для этого рассчитывается среднее расстояние между проводами:

$$a_{cp} = a + y_k = a + \sqrt{(2f_0 - h_k)h_k}, \quad (1.23)$$

где y_k – горизонтальное отклонение провода в момент отключения КЗ, м.

Результирующая формула для вычисления импульса ЭДУ двух-фазного КЗ записывается в виде

$$S^{(2)} = 0,2 \frac{(I_{II0}^{(2)})^2 l}{a_{cp}} (t_k + T_a). \quad (1.24)$$

Для вычисления импульса по выражению (1.24) требуется несколько итераций, так как a_{cp} зависит от величины $S^{(2)}$. Первое приближение определяется по выражению (1.22).

Приведенная масса провода ρ , используемая в расчетах, определяется из условия равенства длины однородной нити с равномерно распределенной приведенной массой длине комбинированной нити с распределенными массами равной интенсивности и сосредоточенными нагрузками разной величины, приложенными в разных местах пролета:

$$\rho = \rho_0 c, \quad (1.25)$$

где ρ_0 – масса одного метра провода, кг/м;

c – коэффициент приведения, о. е.

Вычисление коэффициента c производится по формулам, приведенным в [6, с. 41]. Например, для пролета только с натяжными гирляндами изоляторов c может быть определен из выражения

$$c^2 = \frac{l_1(l + 4l_\Gamma)}{l^2} + 12 \frac{Q_\Gamma l_\Gamma}{Q^2 l_1} \left(Q_1 + \frac{2}{3} Q_\Gamma \right), \quad (1.26)$$

где Q_Γ и l_Γ – вес и длина гирлянды; $l_1 = l - 2l_\Gamma$; $Q = \rho_0 g l$; $Q_1 = \rho_0 g l_1$.

В формуле (1.14) не учитывается увеличение максимальных отклонений проводников, обусловленное изменением формы кривой провисания провода с гирляндами изоляторов и его деформацией при КЗ, что вносит значительную погрешность в расчет. Для повышения точности упрощенного расчета в формулу (1.14) вводится

поправочный коэффициент k_ϕ – коэффициент формы. Уменьшение максимальных отклонений при сближении проводов учитывается коэффициентом уменьшения k_y .

Таким образом, отклонение $y_{1\max}$ с учетом изменения формы провода при КЗ рассчитывается по следующему выражению:

$$y_{1\max} = k_\phi y_{\max} \cdot \quad (1.27)$$

Выражение для вычисления максимальных отклонений проводов в процессе их сближения $y_{2\max}$ при двухфазном КЗ принимает вид

$$y_{2\max} = k_\phi k_y y_{\max} \cdot \quad (1.28)$$

Указанные коэффициенты получены для пролетов типовых распределительных устройств (рис. 1.11) с использованием КП.

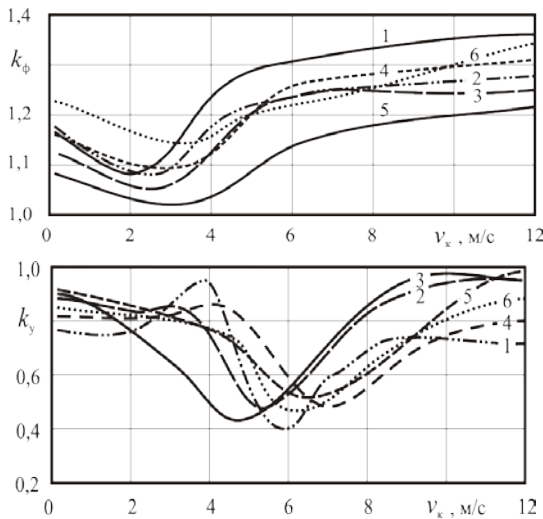


Рис. 1.11. Поправочные коэффициенты k_ϕ и k_y для пролетов типовых ОРУ

110–330 кВ в функции скорости провода v_k при КЗ:

1 – $U_{\text{НОМ}} = 110$ кВ, $l = 14,5$ м; 2 – $U_{\text{НОМ}} = 110$ кВ, $l = 20$ м; 3 – $U_{\text{НОМ}} = 110$ кВ, $l = 27,5$ м;
 4 – $U_{\text{НОМ}} = 220$ кВ, $l = 30,8$ м; 5 – $U_{\text{НОМ}} = 220$ кВ, $l = 40,5$ м; 6 – $U_{\text{НОМ}} = 330$ кВ,
 $l = 48$ м

После расчета $y_{1\max}$ и $y_{2\max}$ выполняется проверка проводников на недопустимое сближение с заземленными и соседними токоведущими частями по выражениям (1.5) и (1.6).

Пример расчета № 3

Необходимо проверить по упрощенной методике электродинамическую стойкость пролета с исходными данными по примеру расчета № 1. Отпайки к электрическим аппаратам в пролете не учитываем. Удельная масса провода $\rho_0 = 1,49$ кг/м; вес натяжной гирлянды изоляторов $Q_\Gamma = 430$ Н; длина гирлянды $l_\Gamma = 1,59$ м; радиус провода $r_\Pi = 0,014$ м.

По выражению (1.22) вычисляем первое приближение импульса ЭДУ:

$$S^{(2)} = 0,2 \cdot 30^2 \cdot 27,5 \cdot \frac{0,15 + 0,1}{2,5} = 495 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вычислим коэффициент c для пролета с натяжными гирляндами изоляторов по формуле (1.26):

$$c^2 = \frac{24,3 \cdot (27,5 + 4 \cdot 1,59)}{27,5^2} + 12 \frac{430 \cdot 1,59}{402^2 \cdot 24,3} \left(355 + \frac{2}{3} 430 \right) = 2,01,$$

где $l_1 = 27,5 - 2 \cdot 1,59 = 24,3$ м ;

$Q = 1,49 \cdot 9,81 \cdot 27,5 = 402$ Н ;

$Q_1 = 1,49 \cdot 9,81 \cdot 24,3 = 355$ Н .

Приведенная масса провода по (1.25)

$$\rho = 1,49 \cdot \sqrt{2,01} = 2,11 \text{ кг/м} .$$

Линейная скорость провода

$$v_k = \frac{495}{2,11 \cdot 27,5} = 8,53 \text{ м/с} .$$

Угол отклонения плоскости провода в момент отключения КЗ по (1.19)

$$\alpha_k = 0,75 \frac{8,53 \cdot 0,15}{1,35} = 0,71 \text{ рад.}$$

Высота подъема провода в момент отключения КЗ по (1.15)

$$h_k = 1,35 \cdot (1 - \cos(0,71)) = 0,33 \text{ м.}$$

Уточним значение импульса ЭДУ с учетом изменения расстояния между проводами. Среднее расстояние между проводами по (1.23)

$$a_{\text{ср}} = 2,5 + \sqrt{(2 \cdot 1,35 - 0,33) \cdot 0,33} = 3,38 \text{ м.}$$

Импульс ЭДУ по (1.24)

$$S^{(2)} = 0,2 \cdot 30^2 \cdot 27,5 \cdot \frac{0,15 + 0,1}{3,38} = 366 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$v_k = \frac{366}{2,11 \cdot 27,5} = 6,31 \text{ м/с}; \quad \alpha_k = 0,75 \frac{6,31 \cdot 0,15}{1,35} = 0,53 \text{ рад};$$

$$h_k = 1,35 \cdot (1 - \cos(0,53)) = 0,19 \text{ м};$$

$$a_{\text{ср}} = 2,5 + \sqrt{(2 \cdot 1,35 - 0,19) \cdot 0,19} = 3,19 \text{ м.}$$

Третье приближение импульса

$$S^{(2)} = 0,2 \cdot 30^2 \cdot 27,5 \cdot \frac{0,15 + 0,1}{3,19} = 388 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$v_k = \frac{388}{2,11 \cdot 27,5} = 6,69 \text{ м/с}; \quad \alpha_k = 0,75 \frac{6,69 \cdot 0,15}{1,35} = 0,56 \text{ рад};$$

$$h_k = 1,35 \cdot (1 - \cos(0,56)) = 0,21 \text{ м};$$

$$a_{cp} = 2,5 + \sqrt{(2 \cdot 1,35 - 0,21) \cdot 0,21} = 3,22 \text{ м};$$

$$S^{(2)} = 0,2 \cdot 30^2 \cdot 27,5 \cdot \frac{0,15 + 0,1}{3,22} = 384 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Значения $S^{(2)}$ и $S^{m(2)}$ различаются на 1 %, поэтому итерации завершены.

Высота h по (1.21)

$$h = 0,092 \cdot 6,69^2 = 4,12 \text{ м}.$$

Поскольку $h + h_k > f_0$, то $u_{\max} = f_0 = 1,35$.

По графикам на рис. 1.11 для $v_k = 6,69$ м/с определим поправочные коэффициенты: $k_{\phi} = 1,25$ и $k_y = 0,7$. Максимальное отклонение проводов в процессе их сближения

$$y_{2 \max} = 1,25 \cdot 0,7 \cdot 1,35 = 1,18 \text{ м}.$$

Проверим электродинамическую стойкость по выражению (1.5):

$$A_{\phi-\phi, \min} = 2,5 - 2 \cdot (1,18 + 0,014) = 0,112 \text{ м} < A_{\phi-\phi, \text{доп}} = 0,45 \text{ м}.$$

Последнее выражение указывает на недопустимое сближение гибких проводников при $I_{п,0}^{(2)} = 30$ кА в рассматриваемом пролете.

1.6. Упрощенный расчет токов электродинамической стойкости

Ток электродинамической стойкости гибких шин $I_{\text{дин}}$ определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{дин}} = \sqrt{\frac{5 \cdot S_{\text{доп}}^{(2)} a_{cp}}{l(t_k + T_a)}}. \quad (1.29)$$

Допустимый импульс ЭДУ $S_{\text{доп}}^{(2)}$ получается в том случае, когда отклонения проводников $y_{2 \text{ max}}$ достигают своих допустимых значений, и рассчитывается следующим образом:

$$S_{\text{доп}}^{(2)} = 3,3\rho l \sqrt{f_0 \cos \alpha_k - \sqrt{f_0^2 - y_{\text{доп}}'^2}} . \quad (1.30)$$

В случае небольшой продолжительности КЗ (до 0,2 с) $\cos \alpha_k \approx 1$.

Максимальное отклонение провода без поправочных коэффициентов $y'_{\text{доп}}$ при известном $A_{\text{ф-ф.доп}}$ равно

$$y'_{\text{доп}} = \frac{1}{k_{\text{ф}}k_{\text{у}}} [0,5(A_{\text{ф-ф}} - A_{\text{ф-ф.доп}}) - r_{\text{п}}] . \quad (1.31)$$

Если $y'_{\text{доп}} > f_0$, то принимаем, что $y'_{\text{доп}} = f_0$.

После определения $I_{\text{дин}}$ его сравнивают с расчетным током двухфазного КЗ $I_{\text{П0}}^{(2)}$. Если $I_{\text{П0}}^{(2)} \geq I_{\text{дин}}$, то электродинамическая стойкость проводов не соответствует расчетным токам КЗ.

Пример расчета № 4

Определить ток электродинамической стойкости пролета с исходными данными по примерам расчета № 1–3 с использованием упрощенного метода.

Определим первое приближение $S_{\text{доп}}^{(2)}$, считая, что $y'_{\text{доп}} = f_0$ и $\cos \alpha_k \approx 1$:

$$S_{\text{доп}}^{(2)} = 3,3 \cdot 2,11 \cdot 27,5 \sqrt{1,35 \cdot 1 - \sqrt{1,35^2 - 1,35^2}} = 222 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Определим поправочные коэффициенты, соответствующие $S_{\text{доп}}^{(2)}$:

$$v_{\text{к}} = \frac{222}{2,11 \cdot 27,5} = 3,83 \text{ м/с} , \text{ отсюда } k_{\text{ф}} = 1,1; k_{\text{у}} = 0,55 ;$$

$$y'_{\text{доп}} = \frac{1}{1,1 \cdot 0,55} [0,5(2,5 - 0,45) - 0,014] = 1,67 \text{ м.}$$

Отклонение $y'_{\text{доп}} > f_0$, поэтому принимаем, что $y'_{\text{доп}} = f_0$. Соответственно значение $S_{\text{доп}}^{(2)}$ больше уточнять не нужно. Угол отклонения плоскости провода в момент отключения КЗ по (1.19)

$$\alpha_k = 0,75 \frac{3,83 \cdot 0,15}{1,35} = 0,32 \text{ рад}; \quad h_k = 1,35 \cdot (1 - \cos(0,32)) = 0,07 \text{ м};$$

$$a_{\text{ср}} = 2,5 + \sqrt{(2 \cdot 1,35 - 0,07) \cdot 0,07} = 2,93 \text{ м.}$$

Ток электродинамической стойкости гибких шин

$$I_{\text{дин}} = \sqrt{\frac{5 \cdot 222 \cdot 2,93}{27,5 \cdot (0,15 + 0,1)}} = 21,7 \text{ кА.}$$

Ток $I_{\text{дин}}$ определен для пролета без отпаяк, поэтому результаты расчета немного отличаются от значения $I_{\text{дин}}$ в примере расчета № 2.

1.7. Упрощенный расчет максимальных тяжений

Для определения второго $T_{2\text{max}}$ и третьего $T_{3\text{max}}$ максимумов тяжений составлены уравнения энергетического баланса кинетической и потенциальной энергии провода и энергии его упругой деформации [7]. Из них получены явные формулы для расчета максимальных тяжений на двух стадиях движения проводов:

$$T_{2\text{max}} = \sqrt{T_0^2 + 0,133 \cdot \frac{EA}{\rho} \cdot \left(\frac{S^{(2)}}{l} \right)^2}, \quad (1.32)$$

где T_0 – начальное тяжение провода, Н;

E – модуль упругости материала провода, Н/м²;

A – поперечное сечение провода, м².

$$T_{3\max} = \cos^n \alpha_{\text{пад}} \sqrt{T_0^2 + 13,08 \cdot E A p f_0 (1 - \cos \alpha_{\max})} \quad (1.33)$$

где n – показатель степени: $n = 3$, если $\alpha_{\max} \leq 100^\circ$; $n = 1$, если $\alpha_{\max} > 100^\circ$;

$\alpha_{\text{пад}}$ – угол падения проводника.

С использованием динамического критерия подобия решений уравнений движения проводников получены графики для определения угла α_{\max} для различных продолжительностей КЗ (рис. 1.12).

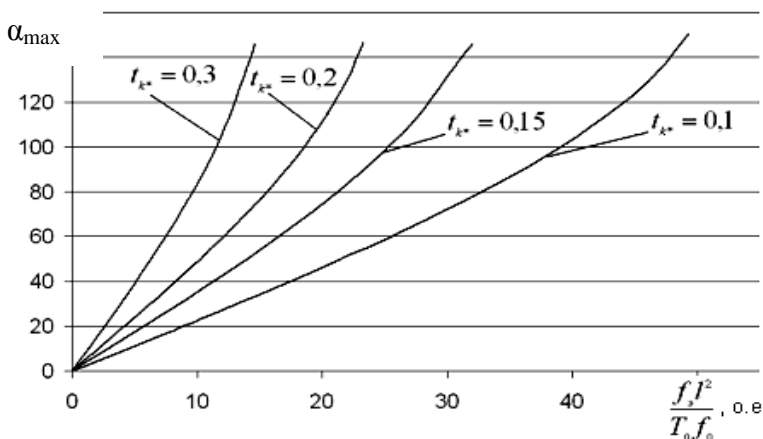


Рис. 1.12. Максимальный угол отклонения провода для различных относительных продолжительностей КЗ в функции динамического критерия подобия

Определение динамического критерия подобия, в функции которого построена зависимость на рис. 1.10, подробно рассмотрено в следующем подразделе.

Угол $\alpha_{\text{пад}}$ находится из зависимости $\alpha_{\text{пад}} = f(\alpha_{\max})$, построенной с использованием КП (рис. 1.13).

После определения $T_{2\max}$ и $T_{3\max}$ выбирается наибольшее значение и выполняется проверка электродинамической стойкости по выражениям (1.3) или (1.9).

Расчет первого максимума тяжений $T_{1\max}$ достаточно трудоемок и в данной работе не приводится.

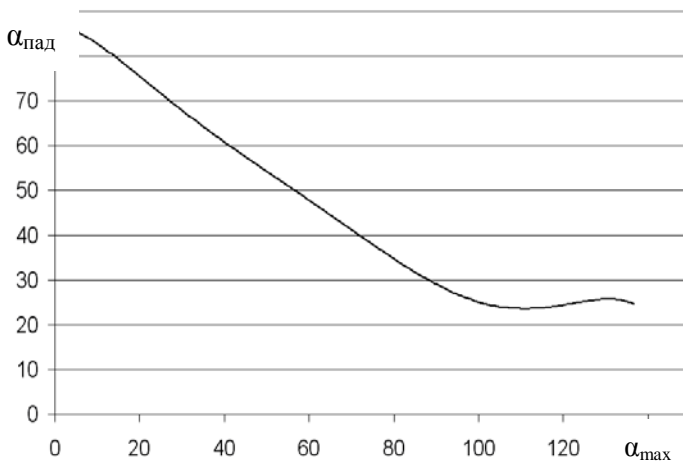


Рис. 1.13. Зависимость угла падения от максимального угла отклонения провода

1.8. Упрощенный расчет параметров электродинамической стойкости с использованием критериев подобия

Решить нелинейные уравнения движения провода классическими методами не удастся. Для этого чаще всего используются численные методы, где производные представлены конечными разностями. Однако численные методы позволяют найти только частное решение задачи динамики провода при КЗ, соответствующее конкретным граничным условиям. Обобщение частных решений движения провода, являющегося гибкой механической системой с распределенной массой, является сложной задачей.

Для приближенного обобщения частных численных решений задачи динамики провода при КЗ его уравнения движения решаются в безразмерной форме. В процессе преобразования уравнения к безразмерному виду выявляются сочетания и комбинации параметров провода, одинаковые для подобных решений задачи [8, с. 68]. В теории подобия их называют критериями подобия [8, с. 22]. Согласно третьей теореме подобия для подобия решений уравнений движения проводов при КЗ должны быть соответственно одинаковы определяющие критерии подобия и подобны условия однозначности, т. е. начальные и краевые условия [8, с. 71]. Подобие меха-

нических систем включает в себя геометрическое, кинематическое и динамическое подобия, требующие параллельности и пропорциональности скоростей и сил в любых сходственных точках системы [8].

После приведения к безразмерной форме уравнения (1.11) с учетом малой стрелы провеса в пролете принимают вид

$$\begin{aligned} T_* \frac{\partial^2 y_*}{\partial x_*^2} + \pi_D &= \frac{\partial^2 y_*}{\partial t_*^2}; \\ T_* \frac{\partial^2 z_*}{\partial x_*^2} + \pi_\Gamma &= \frac{\partial^2 z_*}{\partial t_*^2}, \end{aligned} \quad (1.34)$$

где $T_* = \frac{T(t)}{T_0}$ – кратность динамического тяжения относительно начального;

$$x_* = \frac{x}{l}; y_* = \frac{y}{f_0}; z_* = \frac{z}{f_0} \quad \text{– относительные декартовы координаты}$$

мгновенного положения провода;

$$t_* = \omega_c t \quad \text{– текущее время в относительных единицах.}$$

Одинаковые решения могут иметь системы с гибкими проводниками, имеющие одинаковые геометрический π_Γ и динамический π_D критерии подобия:

$$\pi_\Gamma = \frac{p_z l^2}{T_0 f_0}, \quad (1.35)$$

где p_z – нагрузка на гибкие проводники по оси z (вес проводов, распорок, зажимов и гололедных отложений при их наличии).

Критерий динамического подобия решений π_D рассчитывается с использованием эквивалентных ЭДУ f_3 за промежутки времени t_k , соответствующий продолжительности КЗ:

$$f_3 = \frac{S^{(2)}}{l \cdot t_k} \quad (1.36)$$

Тогда динамический критерий подобия π_D равен

$$\pi_D = \frac{f_3 l^2}{T_0 f_0} \quad (1.37)$$

С использованием критериев геометрического и динамического подобия выполнено обобщение результатов частных численных решений по компьютерной программе, представленное в графической форме. На рис. 1.14 и 1.15 приведены зависимости y_{1*max} , y_{2*max} и T_{2*} от критерия $\pi_D = \frac{f_3 l^2}{T_0 f_0}$ для различных продолжительностей КЗ в относительных единицах t_{k*} .

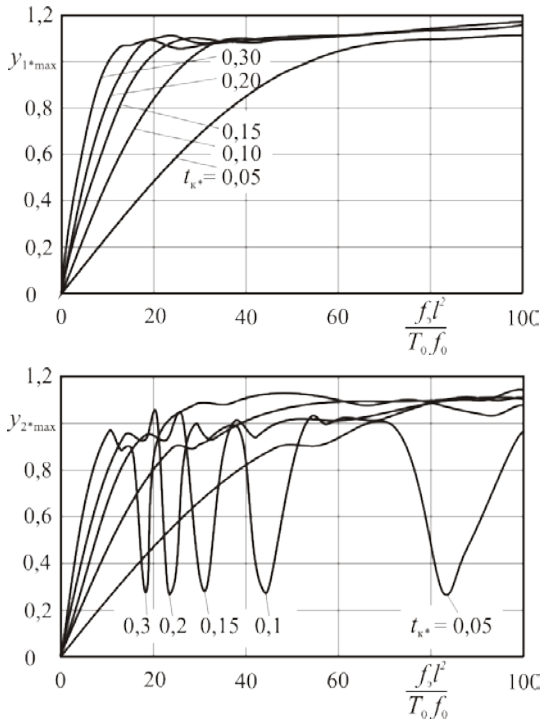


Рис. 1.14. Максимальные горизонтальные относительные отклонения средней точки провода для различных относительных продолжительностей КЗ в функции динамического критерия подобия

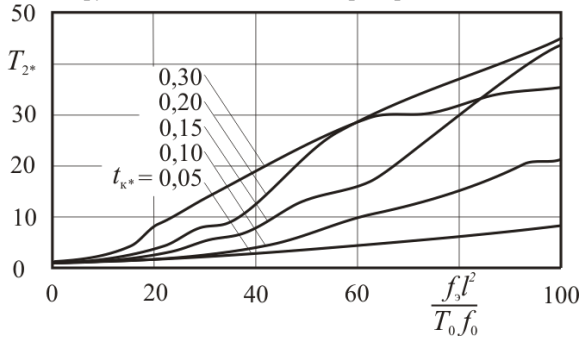


Рис. 1.15. Максимальные тяжения проводов при их отталкивании T_{2*}

С использованием критерия динамического подобия решений π_D по зависимостям на рис. 1.14 и 1.15 могут быть найдены основные параметры электродинамической стойкости гибких проводников в безразмерной форме. Для приведения их к именованным единицам используются следующие выражения:

$$\begin{aligned} y_{1\max} &= y_{1*\max} \cdot f_0; \\ y_{2\max} &= y_{2*\max} \cdot f_0; \\ T_{2\max} &= T_{2*} \cdot T_0. \end{aligned} \quad (1.38)$$

Затем производится проверка на электродинамическую стойкость по условиям, предложенным в подразделе 1.3.

Предложенный метод расчета применим для пролетов без спусков и гирлянд изоляторов. К таким пролетам в РУ относятся пролеты между шинными аппаратами.

Пример расчета № 5

Определить максимальное отклонение проводов $y_{1\max}$ в пролете между шинными аппаратами длиной 6 м. Ток двухфазного КЗ равен

30 кА, продолжительность – 0,15 с, постоянная времени КЗ – 0,1 с.
Марка провода – АС-400/51. Междупазное расстояние – 2,5 м,
стрела провеса – 0,3 м.

Рассчитаем импульс ЭДУ по (1.22):

$$S^{(2)} = 0,2 \cdot 30^2 \cdot 6 \cdot \frac{0,15 + 0,1}{2,5} = 108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Эквивалентные ЭДУ

$$f_3 = \frac{108}{6 \cdot 0,15} = 120 \text{ Н/м}.$$

Начальное тяжение провода можно определить из уравнения цепной линии

$$T_0 = \frac{pl^2}{8f_0} = \frac{1,49 \cdot 6^2}{8 \cdot 0,3} = 22,4 \text{ даН},$$

где p – удельный вес провода. Для провода АС-400/51
 $p = 1,49 \text{ даН/м}$.

Динамический критерий подобия решений

$$\pi_D = \frac{120 \cdot 6^2}{224 \cdot 0,3} = 64,3.$$

Из графика на рис. 1.14 $y_{1*\max}$ равно 1,15. Тогда по (1.38)

$$y_{1\max} = 1,15 \cdot 0,3 = 0,345 \text{ м}.$$

2. КОМПЛЕКТНЫЕ ТОКОПРОВОДЫ ГЕНЕРАТОРОВ

2.1. Область применения комплектных токопроводов генераторов

При больших мощностях энергоблоков важнейшей проблемой является обеспечение их надежной, безаварийной работы. Первостепенную задачу представляет передача номинальных токов в десятки килоампер, сопровождающаяся сильными магнитными полями, вызывающими существенный нагрев окружающих металло- и железобетонных конструкций. С ростом единичных мощностей блоков и энергосистем серьезной проблемой становится резкое увеличение ударных токов коротких замыканий и, следовательно, электродинамических усилий в конструкциях передающих устройств.

Элементы связи между генератором и блочным трансформатором или РУ представляют головной участок главной схемы электрических соединений (схемы коммутации) электрической станции, поэтому являются наиболее ответственной конструкцией, от которой зависит надежность работы станции, а также всей энергосистемы в целом.

Эти участки главной схемы выполняются по-разному в зависимости от мощности генераторов (кабельные соединения, подвесные гибкие токопроводы, открытые жесткие токопроводы, а также закрытые или комплектные пофазно-экранированные токопроводы, которые получили наибольшее распространение на крупных электростанциях).

Мощные блоки 200, 300, 500, 800 и более МВт имеют большое значение для всей энергосистемы в целом. В связи с этим стремятся обеспечить максимальную надежность работы таких агрегатов, достигаемую при всех прочих условиях также надежной работой токопроводов связи, прокладываемых от генераторов до повышающих трансформаторов или РУ. Применение для этой цели открытых токопроводов не может удовлетворить высокие требования надежности работы, которые предъявляются к токопроводам. Полностью удовлетворить эти требования могут только комплектные пофазно-экранированные токопроводы, в которых шины каждой фазы заключаются в отдельный алюминиевый кожух (эскран).

Комплектным токопроводом принято называть токопровод с жесткими неизолированными проводниками и металлическим кожухом, изготовленный специализированным заводом по техническим условиям, согласованным с заказчиком, и поставляемый к месту установки частями, размеры и масса которых удобны для транспорта.

Экранированные генераторные токопроводы предназначены для электрического соединения генераторов мощностью 100 МВт (иногда 60 МВт) и выше с блочными трансформаторами и трансформаторами собственных нужд, а также нулевых выводов генератора.

Пофазно-экранированные токопроводы обладают большей надежностью, чем токопроводы с общим экраном, тем более открытые. Поэтому токопроводы генераторов АЭС, КЭС, а также мощных ГЭС и ТЭЦ выполняют только пофазно-экранированными.

2.2. Конструкции трехфазных комплектных экранированных токопроводов мощных генераторов

В пофазно-экранированных генераторных токопроводах в качестве токоведущих проводников используют исключительно трубы кольцевого сечения, изготовленные из алюминия (АДО) или алюминиевых сплавов (обычно АД31Т1). Диаметр трубы и толщину стенки определяют из теплового расчета, руководствуясь установленными максимальными температурами для проводников и кожухов. При этом толщина стенки токоведущих шин колеблется в пределах от 8 до 15 мм, а наружный диаметр – от 280 до 650 мм.

Цилиндрические шины таких токопроводов прокладывают внутри цилиндрических алюминиевых экранов 1 (рис. 2.1) на трех опорно-стержневых изоляторах 5, оси которых расположены под углом 120°. Экраны токопровода изготавливают из листового электротехнического алюминия толщиной 3–7 мм. Изоляторы крепят на силовых элементах 2 экрана, в которых имеются люки. Два варианта крепления опорных изоляторов экранированных генераторных токопроводов показаны на рис. 2.1, а, б.

При первом варианте (рис. 2.1, а) опорный изолятор 8 болтовым соединением крепится к крышке 3, которая с помощью шпилек 2 установлена на люке 6 оболочки 5. Для удобства монтажа изолятора на крышке имеется ручка 1. Изолятор фиксирует шину 10 нажимной

шпилькой 9. Для амортизации действующих на изолятор динамических усилий между ним и крышкой проложены картонные прокладки 7, а для защиты токопровода от попадания внутрь экрана влаги и пыли между крышкой и люком устанавливается резиновая прокладка 4.

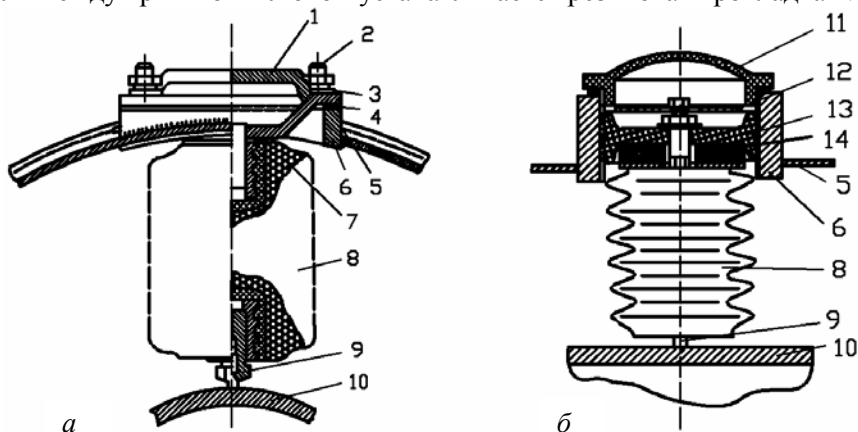


Рис. 2.1. Крепление опорных изоляторов экранированных генераторных токопроводов с картонными (а) и резиновыми (б) амортизаторами

При втором варианте (рис. 2.1, б) изолятор 8 снабжен резиновыми амортизаторами 14 и резьбовым фланцем 13, к которому крепится стопорная шайба 12. Изолятор ввинчивается в люк 6 экрана 5. Для защиты от пыли и влаги люк закрывается пластмассовой крышкой 11. Так же как при первом варианте крепления, изолятор фиксирует шину 10 нажимной шпилькой 9. Такое крепление позволяет устанавливать изоляторы, не наблюдая за местом их соприкосновения с шиной.

Для установки токопровода опорные элементы 2 (рис. 2.2) имеют снизу лапы 4, которые крепятся болтами к опорным балкам 7 (поставляемым комплектно с токопроводом) или к строительным металлоконструкциям переходными пластинами либо швеллерами. Лапы имеют анкерное (фиксированное) или скользящее (свободное) крепление, что обеспечивает перемещение экрана при изменении температуры, и изолируются от опорных балок прокладками 6 и надетыми на болты втулками.

Токопроводы собирают из прямолинейных, угловых, Z-образных присоединительных секций, а также из секций с трансформаторами напряжения, тока, разрядниками и заземлителями. Кроме того, в комплект токопроводов мощностью 500 МВт и выше входят аппаратно-генераторные комплексы (КАГ), состоящие из выключателей нагрузки, рассчитанных на отключение рабочих токов, и разъединителей. Длина прямолинейных секций 8–12 м, а масса 2,5 т.

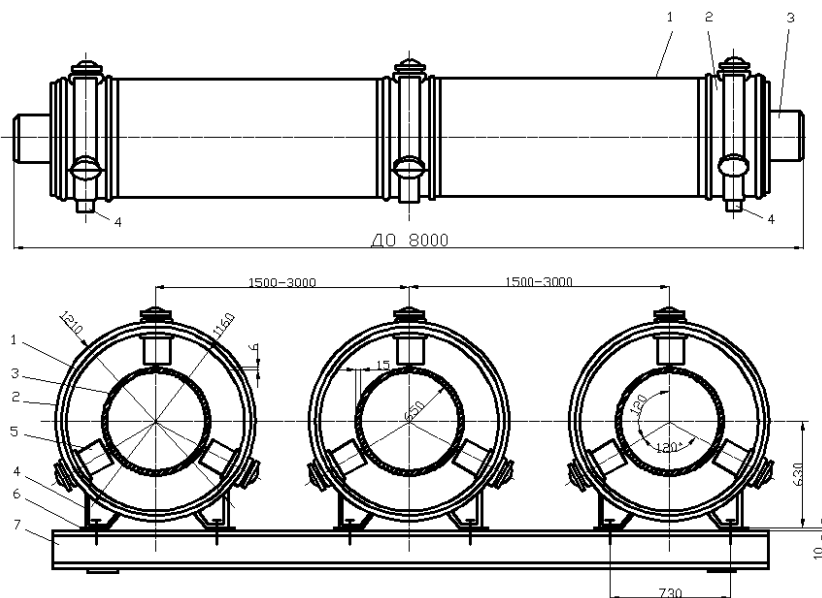


Рис. 2.2. Крепление генераторных токопроводов к опорным конструкциям

В токопроводах мощностью до 500 МВт между генератором и блочным трансформатором могут устанавливаться выключатели, рассчитанные на отключение как рабочих токов, так и токов КЗ.

Генераторные токопроводы состоят из основной цепи (магистральной), проходящей от выводов генератора до выводов трансформатора связи, и отпайки к трансформатору собственных нужд. Фазы основной цепи и отпайки располагаются в одной плоскости. При этом расстояние между фазами в основной цепи составляет 1–3 м, а на отпайке – 1–1,1 м.

Основные типы современных экранированных генераторных токопроводов приведены в табл. 2.1. Обозначения токопроводов расшифровываются так: буквы ТЭКН означают токопровод экранированный комплектный с непрерывными оболочками, а Е или П – естественное или принудительное охлаждение; число перед дробью – номинальное напряжение в киловольтах; затем следует номинальный рабочий ток в амперах и ток электродинамической стойкости в килоамперах; буква У указывает категорию исполнения для умеренного климата, а цифра 1 – размещение на открытом воздухе.

Таблица 2.1

Основные типы современных генераторных токопроводов

Параметры генераторов		Типы токопроводов	
Номинальная мощность, МВт	Номинальное напряжение, кВ	Основные цепи	Отпайки к трансформатору собственных нужд
63	10,5	ТЭКНЕ-20/5000-250У1	ТЭКНЕ-20/1600-375У1
63	6,3	ТЭКНЕ-20/9000-300У1	ТЭКНЕ-20/1600-375У1
100	10,5	ТЭКНЕ-20/9000-300У1	ТЭКНЕ-20/1600-375У1
200	15,75	ТЭКНЕ-20/10000-300У1	ТЭКНЕ-20/1600-375У1
300	20	ТЭКНЕ-20/11200-300У1	ТЭКНЕ-20/1600-560У1
		ТЭНЕ-20/11200-400У1	ТЭНЕ-20/1000-540У1
500	20	ТЭКНЕ-20/20000-560У1	ТЭКНЕ-20/2000-750У1
800	24	ТЭКНП-24/24000-560У1	ТЭКНЕ-24/2000-750У1
1000	24	ТЭКНП-24/30000-560У1	ТЭКНЕ-24/3150-750У1

Основная цепь токопровода рассчитана на рабочий ток не ниже номинального тока генератора, а отпайка к трансформатору собственных нужд – примерно 8–10 % этого тока. Поэтому шины отпайки имеют сечение примерно в 5–6 раз и внешний диаметр в 3–3,5 раза меньше, чем шины основной цепи. Соответственно и экраны имеют меньшие размеры. Так, токопроводы генераторов мощностью 800 МВт имеют диаметр экрана основной цепи 1166 мм при толщине стенки 3 мм и диаметр шин 650 мм при толщине стенки

7,5 мм. Диаметры экранов и шин отпайки составляют соответственно 674 мм при толщине 2 мм и 180 мм при толщине 5 мм.

Вместе с тем токи КЗ на отпайке выше, чем в основной цепи. При КЗ в ветви трансформатора собственных нужд по отпайке протекает ток, равный сумме токов КЗ от генератора и внешних источников, подключенных к блочному трансформатору. В основной цепи (при КЗ в любых точках) может протекать только ток КЗ от генератора или от внешних источников. Для повышения механической прочности (электродинамической стойкости) шины отпайки выполняют из алюминиевого сплава (АДЗ1Т1), а расстояния между изоляторами в пролете устанавливают в 1,5–2 раза меньше, чем в главной цепи. Так, в токопроводе 800 МВт шаг изоляторов главной цепи равен 5,5 м, а на отпайке – 3,5 м.

Современные экранированные генераторные токопроводы выполняют трехпроводными. Каждая шина токопровода рассчитана на рабочий (фазный) ток генератора. В ряде случаев (например, для подключения новых крупных генераторов) применяют шестипроводные токопроводы. Так, в блоке первого турбогенератора ТВВ-1200-2 мощностью 1200 МВт, имеющего номинальное напряжение 24 кВ и рабочий ток 32100 А (по 16050 А на каждую параллельную обмотку фазы), использованы токопроводы ТЭКНЕ-24/18000, отдельные цепи которых подключены к выводам обмоток генератора. Таким образом, каждая фаза состоит из двухпроводного токопровода.

Как правило, использование шестипроводных токопроводов – вынужденная мера, необходимая для внедрения токопроводов большей мощности. В настоящее время осваиваются токопроводы для передачи мощности до 1200 МВт при номинальных напряжениях до 35 кВ.

2.3. Контактные соединения токопроводов

Секции генераторных токопроводов стыкуют на прямолинейных участках, соединяя токоведущие шины сваркой. Болтовые соединения, предусмотренные только в местах подключения шин к генератору, трансформаторам, выключателям, разъединителям и разрядникам, должны обладать высокой надежностью, малым переходным сопротивлением и быть доступными для ревизии.

В местах присоединения токопровода 1 (рис. 2.3) к генератору и трансформаторам 10 к токоведущим шинам 2 приварены контактные

вилки, состоящие из заглушек или колец 3 и контактных пластин 4, выполненных из листового алюминия, плакированного (покрытого) медью. Контактные пластины одновременно служат температурными компенсаторами. Для снижения переходного сопротивления контактную поверхность пластин покрывают слоем серебра толщиной 9 мкм.

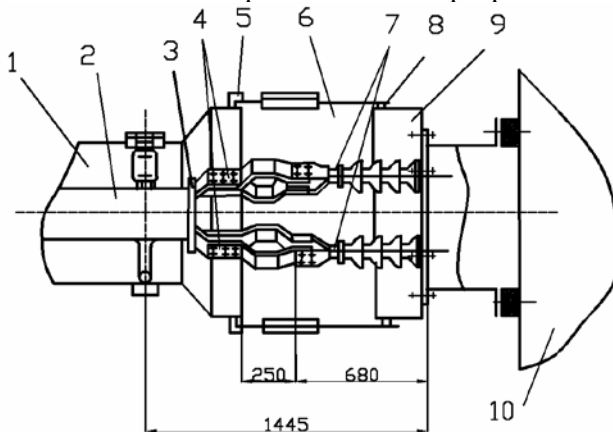


Рис. 2.3. Присоединение токопровода к выводам трансформатора

Место присоединения контактных пластин к выводам 7 трансформатора 10 закрывают съемным коробом 6, электрически соединенным гибкой связью 5 с экраном токопровода 1. Съемный короб 6 изолирован от корпуса 9 трансформатора резиновым жгутом 8.

Для подключения к зажимам выключателей и разъединителей токоведущие шины имеют приваренные алюминиевые откидные компенсаторы, снабженные контактными пластинами из алюминия, плакированного медью. Контактная поверхность пластин также посеребрена. Болтовые соединения для возможности осмотра и ревизии закрывают съемными экранами.

Экраны токопроводов соединяют сваркой. На стыках секций через каждые 10–15 м устанавливают температурные компенсаторы, как правило, телескопические. В местах присоединения токопровода к трансформатору иногда используют компенсаторы из листовой резины.

Ленточные температурные компенсаторы шин обычно устанавливают напротив телескопических компенсаторов экрана. Компен-

саторы шин и экранов обеспечивают работоспособность токопровода не только при температурных деформациях, но и при вертикальных смещениях, вызываемых, например, неравномерностью осадки фундаментов.

2.4. Секционированные и электрически непрерывные экраны токопроводов

Токопроводы могут иметь секционированные экраны (периодически разделенные по длине изоляционными прокладками) и непрерывные (связанные в единую электрическую цепь). Секционированные экраны применялись в генераторных токопроводах ТЭК (токопровод экранированный комплектный) первых выпусков. Каждая секция экрана длиной 2–3 м отделялась от другой изоляционной прокладкой и заземлялась. Однако такие токопроводы обладают существенными недостатками: наведенные в оболочке вихревые токи замыкаются в пределах секций; распределение токов по периметру экрана неравномерно; магнитное поле шин не компенсируется полем наведенных в экране токов. Следовательно, внешнее поле токопровода оказывается большим и стальные опорные конструкции нагреваются индуцируемыми в них вихревыми токами. Поэтому необходимы специальные устройства и мероприятия для защиты стальных конструкций от индуцированных токов и перегревов. Кроме того, секционированные экраны требуют сложных систем уплотнений, а также заземления оболочек. В настоящее время токопроводы с секционированными экранами сняты с производства.

В токопроводах с непрерывными экранами для создания электрической связи экраны секций сваривают, а разъемные и сдвижные их участки соединяют гибкими медными или алюминиевыми тросиками с цельносварными. По концам токопровода (у генератора и трансформатора) экраны смежных фаз соединяют привариваемыми к ним алюминиевыми шинами (перемычками), сечения которых рассчитаны на токи, протекающие в экранах. Заземляют экраны только в одной точке, для чего одну из токоведущих перемычек присоединяют к контуру заземления электростанции, а лапы токопроводов изолируют от заземленных опорных конструкций.

Таким образом, экраны образуют замкнутую трехфазную систему, в которой в рабочем режиме индуцируются токи, приблизительно

равные токам шин, но направленные противоположно. Эти токи протекают вдоль экранов, распределяясь равномерно по их образующей, и переходят по концам токопровода из оболочки одной фазы в две другие. Сумма токов трех экранов равна нулю. Циркулирующие в экранах токи значительно уменьшают внешнее магнитное поле, так что практически устраняется опасность нагревания опорных стальных конструкций индуцированными в них токами. Внутри экрана магнитная индукция также снижается. Поэтому при КЗ электродинамические силы, действующие на шины пофазно-экранированных токопроводов, становятся в несколько раз меньше, чем в открытых шинных линиях. Действующие на экраны электродинамические силы невелики.

Однако эти положительные качества экранированные токопроводы по сравнению с открытыми приобретают в результате увеличения расхода алюминия (или его сплавов), дополнительных потерь энергии в оболочках, а также ухудшения условий теплоотдачи шин.

2.5. Охлаждение токопроводов

При прохождении тока по шинам и экранам выделяется теплота, которая отводится излучением (от нагретых к холодным телам) и естественной конвекцией (т. е. естественной циркуляцией воздуха). При увеличении передаваемой токопроводом мощности необходимо либо существенно увеличивать размеры шин и экранов, либо повышать интенсивность охлаждения, например, принудительной циркуляцией воздуха в экранах. Принудительное охлаждение целесообразно использовать в генераторных токопроводах, передающих мощность не менее 500–800 МВт. Так, в токопроводах 500 МВт применяют принудительное воздушное охлаждение выводов генераторов, а в токопроводах 800 МВт и выше, кроме того, принудительное охлаждение внутренних полостей шин и экранов основных магистралей. Отпайки токопроводов к трансформаторам собственных нужд имеют естественное охлаждение.

Система принудительного воздушного охлаждения токопровода генератора мощностью 1000 МВт (рис. 2.4) состоит из двух независимых контуров: выводов генераторов и основной цепи, включая аппаратно-генераторный комплекс 15. Первый контур работает по разомкнутому циклу (на выброс), а второй – по замкнутому.

Контур охлаждения выводов генератора *б* состоит из рабочего *7* и резервного *10* центробежных вентиляторов, воздухопровода *11* и воздушных фильтров *8* и *9*. Воздух постоянно (при всех режимах работы) подается на выводы генератора и уходит через зазор между его корпусом и оболочкой *14* токопровода. Резервный вентилятор постоянно готов к работе и автоматически включается при аварийном отключении рабочего вентилятора.

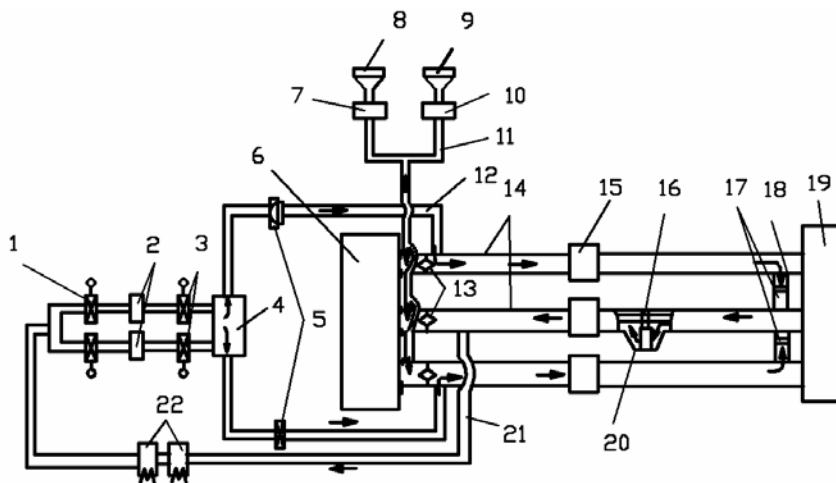


Рис. 2.4. Система принудительного воздушного охлаждения токопровода генератора мощностью 1000 МВт

Контур охлаждения выводов генератора герметически отделен от контура основной цепи токопровода проходным изолятором *13*. Такая система охлаждения с разомкнутым циклом кроме основной функции предотвращает опасное скапливание в токопроводе водорода при его утечке через уплотнения из системы охлаждения генератора.

Контур охлаждения основной цепи токопровода до выводов трансформатора *19* имеет два центробежных дутьевых вентилятора *2* – рабочий и резервный, для дистанционного управления которыми служат поворотные клапаны *3* с электрическим приводом. Для проведения ремонта одного из вентиляторов при работающем другом используются клапаны *1*. В этом контуре предусмотрены еще два резервных клапана *5* с ручным приводом. Рабочий вентилятор токопровода включается при токе нагрузки несколько больше 50 %

номинального (примерно 16 000 А для токопроводов турбогенератора ТВВ-1000). Резервный вентилятор автоматически вводится в работу при отключении рабочего или потере напора в воздухопроводе.

Воздух подается в крайние фазы экранированного токопровода 14 по трубопроводу 12 через распределитель 4, а затем через воздухопроводы 18, также выполняющие функции токоведущих перемычек экранов, направляется в среднюю фазу. Для снижения температуры циркулирующего воздуха в средней фазе установлен теплообменник 20. Внутренняя полость экрана 14 в месте установки теплообменника средней фазы перекрыта для потока воздуха проходным эпоксидным дисковым изолятором 16. Из экрана средней фазы воздух по трубопроводу 21, пройдя воздухоохладители 22, возвращается к вентиляторам.

При движении воздуха внутри оболочки токопровода с относительно большой скоростью он ионизируется, что может привести к электрическому пробое воздушного промежутка. Для поддержания электрической прочности воздуха в перемычках 18 установлены деионные решетки 17. На оболочке средней фазы токопровода, на участке между полюсом аппаратно-генераторного комплекса 15 и теплообменником 20 имеется термодатчик, который при превышении температуры нагрева экрана более 90 °С срабатывает, включая звуковой и световой сигналы. Если устранить неисправности вентиляционной установки и снизить температуру до допустимых пределов не удастся, ток генератора снижают до 50 % от номинального.

2.6. Выбор комплектных пофазно-экранированных токопроводов

Согласно «Нормам технологического проектирования» применение экранированных токопроводов обязательно для всех генераторов мощностью 160 МВт и выше.

Рекомендуется применять комплектные экранированные токопроводы в пределах машинного зала и для генераторов 60–100 МВт, а на открытом пространстве – в том случае, если повышающий трансформатор удален от машинного зала на 15 м. При больших расстояниях на открытом пространстве рекомендуется применять гибкие шинопроводы.

Характеристики КЭТ выбираются по номинальным параметрам генератора, т. е. по номинальному напряжению, номинальному току и проверяются на электродинамическую стойкость. Электродинамическая стойкость характеризуется амплитудным током электродинамической стойкости, который должен быть больше расчетного ударного тока КЗ присоединения.

Условия выбора и проверки экранированных токопроводов имеют вид

$$\begin{aligned}U_{\text{уст}} &\leq U_{\text{ном}}; \\I_{\text{раб. max}} &\leq I_{\text{ном}}; \\i_y &\leq i_{\text{дин}},\end{aligned}\tag{2.1}$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки, кВ;

$I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток в цепи обмотки статора генератора, А;

$U_{\text{ном}}, I_{\text{ном}}$ – соответственно номинальные напряжения и ток экранированного токопровода;

i_y – расчетный ударный ток КЗ, кА;

$i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости экранированного токопровода, кА.

3. КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА И ИХ ВЫБОР

3.1. Назначение, конструкции и маркировка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6–10 кВ

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 6–10 кВ предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках сетей 6–10 кВ с заземленной и изолированной нейтралью. Они имеют ряд преимуществ перед бумажными кабелями, в результате чего бумажные кабели в настоящее время практически не изготавливаются.

Сшитый полиэтилен (СПЭ) получают в результате химической реакции вулканизации, в процессе которой создается пространственная решетка между макромолекулами материала, т. е. образуются продольно-поперечные связи. При этом изменяется молекулярная структура полиэтилена и его электрические и механические свойства. По сочетанию этих свойств сшитый полиэтилен хорошо подходит для изоляции кабелей среднего, высокого и сверхвысокого напряжений.

Кабели с СПЭ изоляцией напряжением 6–10 кВ изготавливают одно- и трехжильными. Наиболее широко применяются одножильные кабели.

Одножильный кабель состоит из круглой медной или алюминиевой многопроволочной жилы, полупроводящего слоя по жиле, изоляции из СПЭ, электропроводящего слоя по изоляции, электропроводящей ленты, экрана из медных проволок и медной ленты, разделительного слоя, полиэтиленовой оболочки (из полиэтилена повышенной твердости) или оболочки из ПВХ пластиката пониженной горючести или из безгалогеновой композиции полиэтилена. Назначение элементов конструкции СПЭ кабеля указано в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Назначение конструктивных элементов силовых кабелей с СПЭ изоляцией

Элементы	Назначение
Токопроводящая жила	Проведение электрического тока линии
Электропроводящий экран из СПЭ по токопроводящей жиле	Сглаживание поверхности жилы, создание радиального электрического поля в изоляции
Изоляция из СПЭ	Создание герметичного, стабильного электрически прочного изоляционного слоя
Электропроводящий экран из СПЭ по изоляции	Создание радиального электрического поля в изоляции

Разделительный слой из электропроводящих бумажных или полиэтиленовых лент	Исключение оплавления изоляции при протекании тока КЗ по медному экрану, обеспечение электрического контакта между электропроводящим экраном по изоляции и медным экраном
Экран из концентрического повива медных проволок	Защита изоляции от токов КЗ на землю (локализация повреждения)
Медная лента поверх экрана	Выравнивание потенциалов отдельных проволок, скрепление
Разделительный слой из бумажных или полимерных лент	Исключение оплавления оболочки при протекании ТКЗ по медному экрану

Окончание табл. 3.1

Элементы	Назначение
Алюмополимерная лента под оболочкой	Поперечная герметизация от проникновения влаги в кабель
Оболочка из ПЭ или ПВХ пластиката	Защита от механических повреждений и внешних воздействующих факторов. Применение ПВХ дополнительно обеспечивает нераспространение горения

Для обеспечения продольной герметизации экрана вместо электропроводящей ленты может использоваться водоблокирующая электропроводящая лента, а вместо разделительного слоя – слой из водоблокирующей ленты.

Кабели с индексом «2г» помимо продольной герметизации экрана имеют оболочку из алюмополимерной ленты, сваренной с оболочкой.

Кроме общепромышленного исполнения СПЭ кабели могут изготавливаться пожаробезопасными. У таких кабелей разделительный слой на экране выполнен из стеклоленты, по слою уложена внутренняя оболочка из ПВХ пониженной пожароопасности, по оболочке уложен термический барьер из двух стеклолент, поверху имеется оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности (ПвВнг(А)-ЛС и др.).

Кабели, предназначенные для прокладки в местах, где возможны значительные растягивающие усилия (оползневые участки и др.), под оболочкой имеют броню, уложенную на полиэтиленовую подушку.

Трехжильные кабели с СПЭ изоляцией представляют собой конструкцию, созданную свивом трех одножильных кабелей, покрытых общей оболочкой.

Срок службы кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6–10 кВ не менее 30 лет.

Условные обозначения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена российского производства и производства Республики Беларусь приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Условное обозначение кабелей с изоляцией из СПЭ

Материал жилы	Без обозначения	Медная жила, например, ПвП 1×95/16 – 10 кВ (сечение жилы 95 мм ² , сечение экрана 16 мм ²)
	А	Алюминиевая жила, например, АПвП 1×95/16 – 10 кВ
Изоляция	Пв	Изоляция из сшитого полиэтилена
Оболочка	П	Оболочка из полиэтилена
	Пу	Оболочка из полиэтилена увеличенной толщины
	Пнг-НФ	Оболочка из полиэтилена пониженной горючести без галогенов (НФ)
	В	Оболочка из ПВХ пластиката
	Внг-LS	Оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести с пониженным дымо- и газовыделением (LS)
	FR	Огнестойкость
	НФ	Отсутствие галогенов
Герметизация элементов	нг	Нераспространение горения
	гж	Герметизация жилы, например, АПвП 1×120 (гж)/35–10 кВ
	г	Герметизация экрана водоблокирующими лентами, например, АПвВг-LS 1×185/50 – 10 кВ

	2г	Двойная герметизация экрана (алюмополимерная лента, сваренная с оболочкой для защиты от проникновения влаги в сочетании с водоблокирующими лентами)
--	----	---

3.2. Условия применения и способы прокладки кабелей

Одножильные и трехжильные кабели с изоляцией из СПЭ в зависимости от конструктивного исполнения могут прокладываться в земле, в воздухе, в кабельных сооружениях, в производственных помещениях. Сведения об основных областях применения конкретной марки кабеля приведены в табл. 3.3 [16].

Таблица 3.3

Рекомендуемые области применения СПЭ кабелей

Марка кабеля		Конструктивные особенности кабеля	Основная область применения
медная жила	алюминиевая жила		
ПвПу	АПвПу	Оболочка из полиэтилена увеличенной толщины	Для стационарной прокладки в земле
ПвПу2г	АПвПу2г	С двойной герметизацией экрана	Для прокладки в грунтах с повышенной влажностью и в сырых частично затопливаемых помещениях
ПвВ	АПвВ	Оболочка из ПВХ пластиката	Для стационарной прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях
ПвВнг-LS	АПвВнг-LS	Оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести с пониженным дымо- и газовыделением	При групповой прокладке в кабельных сооружениях и производственных помещениях

Три одножильных СПЭ кабели, составляющие трехфазную линию, могут прокладываться в одной плоскости или располагаться

треугольником. При прокладке треугольником кабели укладываются вплотную и крепятся лентами, хомутами или скобами из немагнитного материала через каждые 1–1,5 м. Под скрепляющие элементы должны быть подложены прокладки из резины или поливинилхлорида толщиной 3–4 мм. Прокладки должны выступать на 5–8 мм с обеих сторон скрепляющего элемента.

Отдельные кабели, не связанные в треугольник, должны прокладываться так, чтобы вокруг каждого из них не было замкнутых металлических контуров из магнитных материалов.

При прокладке кабелей в плоскости расстояние между кабелями фаз должно быть равно их наружному диаметру, т. е. между осями кабелей расстояние S равно двум диаметрам кабеля.

Каждый кабель при этом должен крепиться к металлоконструкции через каждые 1–1,5 м. Конкретные рекомендации по прокладке кабелей, их испытаниям и эксплуатации приводятся в [16].

Электрические характеристики одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена приводятся в табл. 3.4 [12, 16].

Таблица 3.4

Электрические характеристики одножильных СПЭ кабелей

Сечение, мм ²	Сопротивление постоянному току при 20 °С R_0 , Ом/км		Сопротивление переменному току при 90 °С R_a , Ом/км				Индуктивное сопротивление, Ом/км	
	медной жилы	алюми- ниевой жилы	медной жилы		алюминиевой жилы		Δ	ooo
			Δ	ooo	Δ	ooo		
50	0,387	0,641	0,494	0,494	0,822	0,822	0,126	0,184
70	0,268	0,443	0,342	0,342	0,568	0,568	0,119	0,177
95	0,193	0,320	0,247	0,246	0,411	0,411	0,112	0,17
120	0,153	0,253	0,196	0,196	0,325	0,325	0,108	0,166
150	0,124	0,206	0,159	0,159	0,265	0,265	0,103	0,164
185	0,0991	0,164	0,128	0,127	0,211	0,211	0,099	0,161
240	0,0754	0,125	0,0981	0,0973	0,161	0,161	0,0987	0,157
300	0,0601	0,100	0,0791	0,0781	0,13	0,129	0,0959	0,154
400	0,0470	0,0778	0,0633	0,0618	0,102	0,101	0,0928	0,151
500	0,0366	0,0605	0,051	0,049	0,0804	0,079	0,0897	0,148

630	0,0280	0,0464	0,0417	0,0391	0,0639	0,0621	0,0867	0,145
800	0,0221	0,0367	0,0329	0,0301	0,0505	0,0496	0,0832	0,142

Примечание. Активные и индуктивные сопротивления жил определены при прокладке в плоскости (ооо) с расстояниями в свету, равными диаметру кабеля; при прокладке треугольником (Δ) – вплотную.

3.3. Условия работы одножильных кабелей в трехфазных системах

Трехфазная кабельная линия, состоящая из трех одножильных кабелей СПЭ, может эксплуатироваться при трех способах заземления экранов:

- с двухсторонним заземлением экранов (экраны фаз по концам линии соединяются между собой и заземляются);
- с односторонним заземлением экранов;
- с транспозицией экранов и их заземлением по обоим концам линии.

При двухстороннем заземлении в экранах каждой фазы протекает ток, слагающийся из трех токов: вихревого тока, наведенного собственным током ($I_{в.ж}$); вихревого тока, наведенного магнитным потоком других фаз и пересекающим тело экрана рассматриваемой фазы ($I_{в.ф}$); продольного тока (I_3), возникающего в результате замыкания экранов трех фаз по концам. Вихревой ток $I_{в.ж}$ протекает по внутренней и наружной поверхностям экрана, и поскольку толщина экрана невелика (0,7–2 мм), его величина незначительна. Обычно им пренебрегают [13].

Вихревой ток $I_{в.ф}$ протекает по диаметрально противоположным частям сечения экрана в противоположных направлениях и замыкается по их торцам.

Продольный ток I_3 протекает по экрану в одну сторону и, складываясь с продольными токами экранов других фаз в точке их соединения, становится равным нулю, поскольку эти токи примерно равны и сдвинуты на 120 электрических градусов. По абсолютному значению эти токи при рекомендуемых заводами-изготовителями расстояниях между кабелями фаз примерно на порядок выше вихревого тока [15].

Результирующий ток в экранах кабелей каждой из фаз зависит от величины токов их жил, расстояния между осями кабелей фаз, их взаимного расположения и сечения экрана. Чем больше сечение экрана, тем больше этот ток при прочих равных условиях. При расположении фаз треугольником токи в экранах одинаковы по величине и равны [13]

$$I_3 = I_{\text{ж}} \frac{\omega M}{\sqrt{R_3^2 + (\omega M)^2}}, \quad (3.1)$$

где I_3 , $I_{\text{ж}}$ – токи в экране и жиле соответственно, А;

$\omega = 2\pi f$ – угловая частота;

R_3 – активное сопротивление единицы длины экрана, Ом/м;

$M = 2 \cdot \ln(s/r_3) \cdot 10^{-7}$ – коэффициент взаимной индукции между экраном и соседним кабелем, Гн/м;

где s – расстояние между осями кабелей, м;

r_3 – средний радиус тока к

Отношение мощности потерь в экране от продольного тока к мощности потерь в жиле

$$\frac{P_3}{P_{\text{ж}}} = \frac{I_3^2 R_3}{I_{\text{ж}}^2 R_{\text{ж}}} = \frac{R_3}{R_{\text{ж}}} \cdot \frac{1}{1 + (R_3/x)^2}, \quad (3.2)$$

где $R_{\text{ж}}$ – активное сопротивление единицы длины жилы, Ом/м;

$x = \omega M = 2\omega \cdot \ln(s/r_3) \cdot 10^{-7}$ – реактивное сопротивление, Ом/м.

В случае расположения кабелей фаз в одной плоскости токи в экранах крайних фаз больше, чем в средней фазе [13]. Отношение мощности потерь в экране и жиле среднего кабеля равно

$$\frac{P_3}{P_{\text{ж}}} = \frac{R_3}{R_{\text{ж}}} \cdot \frac{Q^2}{R_3^2 + Q^2}, \quad (3.3)$$

а в двух крайних

$$\frac{P_3}{P_{ж}} = \frac{R_3}{R_{ж}} \cdot \left[\frac{0,75N^2}{R_3^2 + N^2} + \frac{0,25Q^2}{R_3^2 + Q^2} \pm \frac{2R_3NQX_m}{\sqrt{3}(R_3^2 + N^2)(R_3^2 + Q^2)} \right], \quad (3.4)$$

где $N = x + X_m$, Ом/м; $Q = x - X_m/3$, Ом/м;

$$X_m = 2\omega \cdot \ln 2 \cdot 10^{-7} = 0,435 \cdot 10^{-4} \text{ Ом/м}.$$

Протекающие токи в экранах вызывают их нагрев. Чем больше сечение экрана, тем больше продольный ток и выше температура экрана и соответственно жилы.

Изготовители кабелей в технической информации приводят значения длительно допустимого тока кабеля при минимальном (основном) сечении экрана [12]. При этом температура жилы кабеля при указанных изготовителем условиях прокладки составляет 90 °С. Если сечение экрана будет больше минимального, то длительно допустимый ток при том же сечении жилы должен быть уменьшен из-за увеличения потерь в экране.

По данным [15] для кабелей с сечением жилы 800 мм², проложенных в земле горизонтально с расстоянием между осями 100 мм, при минимальном основном сечении экрана равном 35 мм² и токе в жиле 900 А температура жилы не превышает 90 °С. При сечении экрана 70 мм² и том же токе температура жил возрастает до 112 °С.

В случае заземления экранов фаз только с одной стороны линии продольный ток в экранах отсутствует. Тепловой режим экрана обуславливает практически только вихревой ток – $I_{в.ф}$. Поэтому потери в экране примерно на 2 порядка ниже, чем при двухстороннем заземлении, и температуры экрана и жилы в этом случае существенно ниже.

Если кабели расположены в одной плоскости, то вихревой ток $I_{в.ф}$ для средней фазы будет больше, чем в крайних. Соответственно и температуры экрана и жилы этой фазы будут выше, чем у кабелей крайних фаз. Так, для вышеприведенного примера [15] температура жилы средней фазы кабеля с экраном сечением 35 мм² и при токе 900 А в жиле при одностороннем заземлении не превышает 60 °С, а крайних фазах – 57 °С.

При расположении кабелей треугольником вихревые токи в экранах будут одинаковыми и большими по величине, чем при расположении в одной плоскости при равных токах в жилах.

Аналогичный результат достигается при выполнении полной транспозиции экранов и заземлении их по обоим концам линий. Транспозиция экранов осуществляется делением длины кабельной линии на три (или на число кратное трем) равных участка и соединением экранов разных фаз этих участков так, чтобы сумма ЭДС наводимых в экранах участков фаз (сдвинутых на 120 электрических градусов) была близка к нулю. В результате продольных токов не возникает. Однако полная компенсация ЭДС возможна только при прокладке кабелей по треугольнику.

В случае расположения фаз в одной плоскости ЭДС участков полностью не компенсируются. Отношение потерь от некомпенсированных продольных токов в экранах при этом будет равно [13]

$$\frac{P_3}{P_{ж}} = \frac{R_3}{R_{ж}} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{R_3}{2\omega \cdot 10^{-7} \cdot \ln \left[\sqrt[3]{2 \cdot s / r_3} \right]} \right)}. \quad (3.5)$$

На разомкнутых концах экранов кабелей при одностороннем заземлении возникает напряжение относительно земли и между экранами разных фаз. Величина этого напряжения пропорциональна длине кабелей линии, току в фазах и сечению экрана. Чем больше сечение экрана, тем меньше напряжение на нем при прочих равных условиях. В общем случае при рекомендуемой изготовителями кабелей схеме прокладки фаз линии значение напряжения на разомкнутых экранах относительно земли на 1 м линии при 1 А тока нагрузки и сечении от 16 до 95 мм² примерно равно $U_3 = (0,17 - 0,14) \cdot 10^{-3}$ В [14].

Наибольшее напряжение на разомкнутых экранах конца кабельной линии будет при протекании по кабелям сквозного тока короткого замыкания при замыкании в точке непосредственно за кабельной линией. Величина допустимого напряжения на экранах при этом определяется допустимым напряжением для оболочки кабеля, т. е. величиной 5 кВ [12].

В этой связи концы разомкнутых экранов кабелей должны быть изолированы изоляционной конструкцией на номинальное напряжение 5 кВ. При этом как следует из [17] защита от перенапряжений изоляции оболочки не требуется, т. е. ограничители перенапря-

жений на разомкнутых концах экранов кабелей можно не устанавливать (только для кабелей 6–10 кВ).

При заземлении экранов с обеих сторон кабельной линии и транспозиции экранов в местах транспозиции устанавливаются специальные соединительные муфты с разделением экранов и транспозиционные коробки с ограничителями перенапряжений. Наибольшее напряжение на экране (между экраном и землей) возникает в месте установки устройств транспозиции. Для кабелей 6–10 кВ такая схема заземления экранов экономически не целесообразна [17].

3.4. Выбор кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Выбор кабелей при проектировании электроустановок состоит в выборе марки кабеля и его номинального напряжения, определении необходимого сечения жил и их материала, определении требуемого сечения экрана и способа его заземления.

Решение этой задачи существенно осложняется тем обстоятельством, что производители кабелей в технической документации приводят технические данные только для кабелей с минимальным сечением экрана и одной схемы заземления экранов кабельной линии – с объединением экранов кабелей трех фаз и их заземлением с обеих сторон линии. Для больших сечений экранов и для случая применения схемы заземления экранов только с одной стороны линии необходимые технические данные неизвестны. В такой ситуации выбор кабелей должен производиться на основе расчетов рабочих режимов на ЭВМ с учетом электрических и теплофизических характеристик материалов конструкции кабеля, окружающей среды, геометрии сечения кабелей, их взаимного расположения и других конкретных данных. Но такая программа расчета тепловых режимов работы кабеля также отсутствует.

В этой связи предлагается методика выбора СПЭ кабелей, основанная на стандартной методике с дополнением в части выбора сечения экранов и способов их заземления, учитывающая имеющиеся в цитируемой выше литературе данные.

Марка кабеля выбирается в зависимости от конкретных условий места прокладки, свойств среды, механических усилий, которые могут воздействовать на кабель. Для этого используются таблицы

основных областей применения различных марок кабелей (см. табл. 3.3).

Номинальное напряжение кабеля ($U_{\text{ном}}$) должно соответствовать номинальному напряжению электроустановки ($U_{\text{эу}}$):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{эу}}. \quad (3.6)$$

Сечение жил кабеля согласно требованиям правил устройства электроустановок (ПУЭ) рассчитывается по экономической плотности тока:

$$S_{\text{ж}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}}, \text{ мм}^2, \quad (3.7)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима кабеля, А;

$j_{\text{э}} = f(T_{\text{max}})$ – нормированная плотность тока для кабелей с медной или алюминиевой жилой и пластмассовой изоляцией (по ПУЭ), А/мм²;

где T_{max} – продолжительность максимальной нагрузки, ч.

По данным производителей кабелей с учетом условий монтажа и материала жил принимается стандартное ближайшее сечение и допустимый ток для него (табл. 3.5, 3.6).

Таблица 3.5

Длительно допустимые токи одножильных кабелей 6 и 10 кВ [16]

Сечение жилы, мм ² сечение экрана, мм ²	Длительно допустимый ток, А								
	Прокладка в земле				Прокладка в воздухе				
	Кабели с медной жилой		Кабели с алюминиевой жилой		Кабели с медной жилой		Кабели с алюминиевой жилой		
	000	Δ	000	Δ	000	Δ	000	Δ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	

<u>35/16</u>								
50/16	230	220	175	170	290	245	225	185
70/16	280	270	215	210	360	300	280	235
95/16	335	320	260	250	435	370	340	285
120/16	380	360	295	280	500	425	390	330
150/25	430	410	330	320	560	475	440	370
185/25	485	460	375	360	635	545	505	425
240/25	560	530	440	415	745	645	595	505
300/25	640	600	495	475	845	740	680	580
400/35	730	680	570	540	940	845	770	675
500/35	830	750	650	610	1050	955	865	780
630/35	940	830	750	680	1160	1115	1045	910
800/35	1030	920	820	735	1340	1270	1195	1050

Таблица 3.6

Длительно допустимые токи трехжильных бронированных
и небронированных кабелей 6 и 10 кВ

Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А			
	Прокладка в земле		Прокладка в воздухе	
	Медные жилы	Алюминиевые жилы	Медные жилы	Алюминиевые жилы
50	207	156	206	159
70	253	193	255	196
95	300	233	329	255
120	340	265	374	291
150	384	300	423	329
185	433	338	479	374
240	500	392	562	441

Примечания.

1. Длительно допустимые токи для одножильных кабелей рассчитаны при прокладке в плоскости с расстояниями между кабелями в свету, равными диаметру кабеля; при прокладке треугольником – вплотную, глубина прокладки в земле 0,7 м, термическое сопротивление грунта 1,2 К·м/Вт, температура грунта – 15 °С.

При прокладке в воздухе – температура воздуха 25 °С.

2. Допустимые токи кабелей в режиме перегрузки при прокладке в земле и на воздухе могут быть рассчитаны путем умножения значений, указанных в табл. 3.5 и 3.6. на коэффициент 1,17 или на 1,2 соответственно.

Допустимые токи даны для марок кабелей ПвП и АпвП при минимальном (основном) сечении экрана. При выборе большего сечения экрана длительно допустимые токи уменьшаются из-за увеличения потерь в экране.

Выборное сечение проверяется на нагрев максимальным длительным током нагрузки (I_{\max}):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (3.8)$$

где $I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot \dots \cdot K_i \cdot I_{\text{доп ном}}$ – длительно допустимый ток при расчетных условиях, А;

где $K_1, K_2, K_3, \dots, K_i$ – поправочные коэффициенты на вид прокладки, температуру окружающей среды, удельное термическое сопротивление грунта на участке трассы с наихудшими условиями охлаждения, глубину прокладки в земле, число рядом проложенных кабельных линий и др.;

$I_{\text{доп ном}}$ – длительно допустимый ток при стандартных условиях прокладки кабеля выбранного сечения, А.

Поправочные коэффициенты определяются по справочным данным (табл. 3.7–3.15).

Таблица 3.7

Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды [12, 16]

Среда	Поправочные коэффициенты при температуре окружающей среды °C ($t_{\text{жилы}} = 90$ °C)											
	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Земля	1,13	1,1	1,06	1,03	1,0	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82	0,77	0,73
Воздух	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Сезонные расчетные температуры грунта на глубине прокладки кабелей (0,7 м) по областям Республики Беларусь приведены в табл. 3.8 [16].

Таблица 3.8

Расчетные температуры грунта [16]

Подразделения ГПО Белэнерго	Расчетные температуры грунта, °С	
	в летний сезон	в осенне-зимний сезон
Брестэнерго	15	10
Витебскэнерго	15	5
Гомельэнерго	20	5
Гродноэнерго	15	5
Минскэнерго	15	5
Могилевэнерго	15	5

Таблица 3.9

Поправочные коэффициенты на количество кабелей
и условия их прокладки в кабельных сооружениях [12, 16]

Вид прокладки		Размещение кабелей	Поправочные коэффициенты при количестве цепей в горизонтальном ряду		
			1 (3 кабеля)	2 (6 кабелей)	3 (9 кабелей)
расстоянием в свету, равным внеш-	В кабельном канале на полу	Один горизонтальный ряд с расстоянием между кабелями, равным наружному диаметру кабеля	0,92	0,89	0,88
	На полках без цирку-	в один горизонтальный ряд	0,92	0,89	0,88

	ляции воздуха	в два ряда с расстоянием 200 мм между рядами	0,87	0,84	0,83
		в три ряда	0,84	0,82	0,81
		в 4–6 рядов	0,82	0,80	0,79
	На полках с циркуляцией воздуха	в один ряд	1	0,97	0,96
		в два ряда	0,97	0,94	0,93
		в три ряда	0,96	0,93	0,93
		в 4–6 рядов	0,94	0,91	0,90
	На стене	Закреплены на вертикальной стене на расстояниях, равных диаметру кабеля	0,94	0,91	0,89

Окончание табл. 3.9

Вид прокладки		Размещение кабелей	Поправочные коэффициенты при количестве цепей в горизонтальном ряду		
			1 (3 кабеля)	2 (6 кабелей)	3 (9 кабелей)
Проложены по треугольнику вплотную	Прокладка в кабельном канале на полу	При расположении треугольником	0,95	0,90	0,88
	На полках без циркуляции воздуха	Расположение по треугольнику	0,95	0,90	0,88
		в два ряда с расстоянием в два диаметра кабеля	0,9	0,85	0,83
		в три ряда	0,88	0,83	0,81

	На полках с циркуляцией воздуха	в 4–6 рядов	0,86	0,81	0,79
		в один ряд	1	0,98	0,96
		в два ряда	1	0,95	0,93
		в три ряда	1	0,94	0,92
	в 4–6 рядов	1	0,93	0,9	
На стене треугольником	Закреплены на вертикальной стене по треугольнику	0,89	0,86	0,84	

Примечание.

1. Расстояние от стен до первого кабеля равно 2 см.
2. Расстояние между полками 20 см.
3. При расположении кабелей в одной плоскости расстояние между кабелями в свету равно наружному диаметру кабеля.
4. При расположении трех кабелей одной цепи по треугольнику расстояние между несколькими цепями в свету равно двум наружным диаметрам кабеля.

Таблица 3.10

Поправочные коэффициенты для одножильных кабелей, проложенных в трубах в земле [12]

Вид прокладки	Поправочный коэффициент
Кабели, частично проложенные в отдельных трубах (длина труб менее 10 % длины трассы)	0,94
Кабели в отдельных трубах, проложенных в плоскости	0,9
Кабели, проложенные треугольником в общей трубе	0,9

Таблица 3.11

Поправочные коэффициенты на количество работающих рядом кабельных линий, проложенных в земле [12, 16]

Расстояние между осями разных линий	Поправочный коэффициент при числе кабельных линий				
	2	3	4	5	6
100	0,76	0,67	0,59	0,55	0,51
200	0,81	0,71	0,65	0,61	0,49
400	0,85	0,77	0,72	0,69	0,66

Таблица 3.12

Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, проложенных рядом в земле

Расстояние между кабелями в свету	Поправочный коэффициент при числе кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
400	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Таблица 3.13

Поправочные коэффициенты на глубину прокладки в земле [12, 16]

Глубина прокладки, м	0,5	0,7	0,9	1,0	1,2	1,5
Поправочный коэффициент	1,05	1,0	0,96	0,95	0,93	0,9

Таблица 3.14

Поправочные коэффициенты на удельное сопротивление грунта [12, 16]

Удельное термическое сопротивление грунта, К·м/Вт	0,8	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Поправочный коэффициент	1,13	1,05	1	0,93	0,85	0,8

Выбранное сечение кабеля необходимо дополнительно проверить на допустимую перегрузку в период ликвидации послеаварийного режима. Для СПЭ кабелей допускается перегрузка до 17 % при

прокладке в земле (температура земли 15 °С) и до 20 % при прокладке в воздухе и его температуре 25 °С. Продолжительность перегрузки не должна превышать 8 часов в сутки и быть не более 1000 часов за срок службы (30 лет).

Поправочные коэффициенты допустимого тока на температуру окружающей среды в режиме перегрузки, когда температура жилы достигает 130 °С, приведены в табл. 3.15.

Таблица 3.15

Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды по отношению к длительно допустимым токам нормального режима при перегрузке [12, 16] ($t_{ж} = 130\text{ °С}$)

Среда	Поправочные коэффициенты при температуре окружающей среды, °С											
	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
земля	1,08	1,06	1,04	1,02	1,0	0,98	0,96	0,93	0,91	0,88	0,86	0,83
воздух	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	1,02	1,0	0,98	0,95	0,93	0,9	0,87

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания. В качестве расчетного вида КЗ принимается трехфазное КЗ. Только на генераторном напряжении электростанций, если двухфазное КЗ приводит к большему нагреву, расчетным видом КЗ принимается двухфазное [16].

Для одиночных кабелей одного сечения по длине точка КЗ принимается в начале линии; одиночные кабели со ступенчатым сечением по длине проверяют по току при КЗ в начале каждого участка. Два и более параллельных кабеля проверяются по токам КЗ непосредственно за пучком кабелей, т. е. с учетом разветвления тока КЗ. Необходимые для расчета тока КЗ за кабелем данные по электрическим характеристикам кабелей приведены в табл. 3.4.

Расчет токов КЗ допускается выполнять приближенно для начального момента КЗ. При этом температура жилы до КЗ равна 90 °С, после КЗ – 250 °С.

Продолжительность КЗ определяется как сумма времени срабатывания основной защиты линии ($t_{пз}$) и полного времени отключе-

ния выключателя ($t_{\text{откл в}}$) этой линии. Если основная защита имеет зону нечувствительности, то в качестве времени срабатывания защиты принимают время той защиты, которая реагирует на повреждение в расчетной зоне.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию

$$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq \frac{I_{\text{доп (1 сек) ж}}}{\sqrt{t_{\text{КЗ}}}}, \quad (3.9)$$

где $I_{\text{п,0}}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ в начальный момент времени, кА;

$I_{\text{доп (1 сек) ж}}$ – допустимый односекундный ток КЗ для жилы выбранного кабеля (табл. 3.16), кА.

$t_{\text{КЗ}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл в}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с.

Если условие (3.9) не выполняется, то принимается большее сечение жилы. Далее проверяется, обеспечивается ли термическая стойкость экрана выбранного кабеля. Для этого рассчитывается ток двойного замыкания на землю разных фаз кабельной линии в тех же точках, где производился расчет трехфазного КЗ для проверки на термическую стойкость жилы кабеля. Продолжительность двойного КЗ ($t_{\text{КЗ}}$) определяется, как указано выше. Температура экрана до КЗ принимается равной 70 °, после КЗ – 350 °С.

Таблица 3.16

Допустимые токи односекундного короткого замыкания для жил кабелей [12, 16]

Сечение жилы, мм ²	Допустимый ток односекундного КЗ, кА	
	Медная жила	Алюминиевая жила
50	7,15	4,7
70	10,0	6,6
95	13,6	8,9
120	17,2	11,3
150	21,5	14,2

185	26,5	17,5
240	34,3	22,7
300	42,9	28,2
400	57,2	37,6
500	71,5	47,0
630	90,1	59,2
800	114,4	75,2

Проверка на термическую стойкость экрана осуществляется по условию

$$I_{п,0}^{(1,1)} \leq \frac{I_{\text{доп (1 сек)э}}}{\sqrt{t_{\text{КЗ}}}}, \quad (3.10)$$

где $I_{п,0}^{(1,1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{п,0}^{(3)}$ – максимальное значение двойного тока КЗ на землю, кА;

$I_{\text{доп (1 сек)э}}$ – допустимый ток односекундного КЗ в экране (табл. 3.17).

Таблица 3.17

Допустимые токи односекундного КЗ в медных экранах [12, 16]

Сечение экрана, мм ²	Допустимый ток односекундного КЗ, кА
16	3,3
25	5,1
35	7,1
50	10,2
70	14,2
95	19,4

Если условие (3.10) не выполняется, то необходимо принять большее сечение экрана, при котором это условие выполняется. Но сечение экрана, большее минимального, в нормальном режиме работы при заземлении экранов с обеих сторон кабельной линии приведет к перегреву кабелей и их повреждению. Поскольку произво-

дители кабелей не приводят снижающих коэффициентов для допустимого тока с разным сечением экранов, то кабельная линия с сечением больше минимального должна эксплуатироваться с заземлением экранов с одной стороны.

При этом напряжение на разомкнутых концах экранов при максимальном длительном токе нагрузки I_{\max}

$$U_{\text{э}} = (0,17-0,14) \cdot 10^{-3} L \cdot I_{\max}, \quad (3.11)$$

где L – длина кабельной линии, м.

Наибольшее значение напряжения на разомкнутых концах экранов возникнет при протекании по кабелю сквозного тока КЗ в точке за кабелем. Величина этого напряжения не должна превышать 5 кВ [12, 16]:

$$U_{\max} = (0,17-0,14) \cdot 10^{-3} L \cdot I_{\text{п},0}^{(3)} \leq 5 \text{ кВ}. \quad (3.12)$$

Если условие (3.12) не выполняется, то кабельная линия должна эксплуатироваться с разделением экранов в середине длины линии. В этом случае кабельная линия по концам имеет заземленные экраны, а в середине длины экраны фаз разомкнуты и их концы изолированы. На разомкнутом конце каждого из образовавшихся двух участков должно выполняться условие (3.12).

В настоящее время еще нет достаточных данных об опыте эксплуатации кабельных линий, выполненных однофазными СПЭ кабелями. Данные заводов-изготовителей кабелей и проведенные испытания в лаборатории «Техника высоких напряжений» кафедры «Электрические станции» Белорусского национального технического университета позволяют утверждать, что вероятность пробоя фазной изоляции СПЭ кабелей очень мала и значительно ниже, чем вероятность пробоя изоляции их разделок (в концевых и соединительных муфтах). Это позволяет при выборе кабелей проверять их экраны на термическую стойкость по току двойного короткого замыкания, рассчитанного с учетом сопротивления жилы кабеля, длина которой равна расстоянию между ближайшими соседними разделками (считая от начала кабельной линии).

Величина расчетного тока двойного замыкания на землю при этом будет меньше, чем величина расчетного тока при расположении обеих точек замыкания двух фаз в начале линии соответственно, и требуемое сечение экрана будет меньше, а стоимость выбранного кабеля ниже.

Но такое решение противоречит требованиям ПУЭ и для его использования требуется разрешение техсовета Министерства энергетики Республики Беларусь.

3.5. Особенности эксплуатации одножильных кабелей в трехфазных системах

В трехфазных сетях 6–10 кВ одножильные СПЭ кабели могут эксплуатироваться либо с двухсторонним заземлением экранов (экраны фазных кабелей каждой линии по концам соединены между собой и заземлены), либо с односторонним заземлением экранов. В последнем случае заземление выполняется у потребителя.

В случае использования СПЭ кабелей в сетях с изолированной нейтралью при пробое фазной изоляции происходит замыкание жилы на экран. По экрану и жиле поврежденного кабеля начнет протекать ток замыкания на землю всей сети. Величина этого тока не превышает 30–20 А (по ПУЭ) и его значение соизмеримо с продольным током в экране при минимальном его сечении и двухстороннем заземлении экранов линии. В результате экран начнет нагреваться выше длительно допустимой температуры. Чтобы исключить перегрев кабеля поврежденной линии, необходимо линию отключать с небольшой выдержкой времени (работать с замыканием на землю 2 часа, как это предписывают ПУЭ, недопустимо). В случае одностороннего заземления экранов кабельной линии в экране поврежденного кабеля начнет протекать сумма вихревого тока фаз ($I_{в.ф}$), емкостного тока замыкания на землю сети, индуктивного тока заземляющего реактора сети, активного тока замыкания на землю. Этот суммарный ток будет больше вихревого тока нормального режима на величину активной составляющей тока замыкания на землю. В результате возникает повышенный нагрев экрана поврежденного кабеля.

При заземлении экранов кабелей линии с обеих сторон к точке повреждения начнут протекать с одной и другой стороны разные по величине составляющие тока замыкания, поскольку во внешних цепях они протекают по разным путям. Величины составляющих тока замыкания значительно превышают величину продольного тока в экране в нормальном режиме работы линии. Чтобы избежать повреждения всего кабеля, необходимо поврежденную линию немедленно отключать автоматически.

Следовательно, в обоих случаях заземления экранов кабельных линий в сетях с резонансно заземленной нейтралью защита линий от замыканий на землю должна действовать на отключение без выдержки времени.

3.6. Примеры выбора СПЭ кабелей

3.6.1. Выбрать кабель к электродвигателю собственных нужд ТЭЦ.

Мощность двигателя 500 кВт, $I_{\text{ном}} = 74 \text{ А}$, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$. Ток КЗ на шинах секции собственных нужд $I_{\text{п},0}^{(3)} = 21,5 \text{ кА}$. Кабель будет проложен внутри сырого помещения в канале, температура воздуха в котором $35 \text{ }^\circ\text{C}$, $T_{\text{max}} = 3500 \text{ ч}$, длина трассы – 200 м.

Решение. По табл. 3.3 выбираем кабель марки АПвПу(2г), $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$. Определяем экономическое сечение жилы по (3.7):

$$S_{\text{ж}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_3} = \frac{74}{1,7} = 43,5 \text{ мм}^2,$$

где $j_3 = 1,7 \text{ А/мм}^2$ при $T_{\text{max}} = 3500 \text{ ч}$ для кабелей с алюминиевой жилой.

Принимаем кабель с сечением жилы 50 мм^2 с $I_{\text{доп ном}} = 185 \text{ А}$ при расположении фаз треугольником (см. табл. 3.5).

Определяем длительно допустимый ток с учетом конкретных условий прокладки:

$$I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,92 \cdot 0,95 \cdot 185 = 161,7 \text{ А},$$

где $K_1 = 0,92$ – поправка на температуру окружающей среды (см. табл. 3.7);

$K_2 = 0,95$ – поправка на количество кабелей и условия их прокладки в канале (см. табл. 3.8).

Таким образом, $I_{\text{доп}} > I_{\text{ном}}$.

Проверяем выбранное сечение на термическую стойкость при КЗ. Для этого определяем максимальный допустимый ток термической стойкости для жилы кабеля

$$I_{\text{т.с ж}} = \frac{I_{\text{доп (1 сек) ж}}}{\sqrt{t_{\text{КЗ}}}} = \frac{4,7}{\sqrt{0,6}} = 6,1 \text{ кА},$$

где $I_{\text{доп (1 сек) ж}} = 4,7 \text{ А}$ – допустимый односекундный ток КЗ для кабеля с сечением жилы 50 мм^2 (см. табл. 3.16);

$t_{\text{КЗ}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл в}} = 0,6 \text{ с}$ – продолжительность КЗ.

Так как $I_{\text{т.с ж}} = 6,1 \text{ кА}$, а $I_{\text{п,0}}^{(3)} = 21,5 \text{ кА}$, то выбранное сечение жилы не проходит по термической стойкости.

Определим расчетный допустимый ток односекундного КЗ кабеля при токе КЗ $I_{\text{п,0}}^{(3)} = 21,5 \text{ кА}$:

$$I_{\text{расч доп (1 сек) ж}} = I_{\text{п,0}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{КЗ}}} = 21,5 \cdot \sqrt{0,6} = 16,55 \text{ кА}.$$

По данным табл. 3.16 можно выбрать алюминиевый кабель с сечением жилы 185 мм^2 (или медный с сечением 120 мм^2).

Принимаем кабель с алюминиевой жилой АПвПу2г-1 \times 185/25-6 кВ.

Проверяем на термическую стойкость экран. Для этого определим расчетный допустимый ток односекундного КЗ в экране:

$$I_{\text{расч доп (1 сек) э}} = I_{\text{п,0}}^{(1,1)} \sqrt{t_{\text{КЗ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{п,0}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{КЗ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21,5 \cdot \sqrt{0,6} = 14,3 \text{ кА},$$

где $I_{\text{п,0}}^{(1,1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{п,0}}^{(3)}$ – ток двойного КЗ на землю в начале кабельной линии, кА.

Так как расчетный допустимый ток односекундного КЗ в экране больше допустимого ($I_{\text{расч доп (1 сек)}} > I_{\text{доп (1 сек)}}$) для сечения экрана 25 мм^2 (см. табл. 3.17), то принимаем кабель с сечением медного экрана 70 мм^2 . Однако для такого кабеля нет данных по снижению длительно допустимого тока из-за высокой температуры экрана в нормальном режиме. Поэтому кабель необходимо эксплуатировать с разземлением экранов с одного конца кабельной линии.

Определим максимальное напряжение на разомкнутых концах экранов фаз кабельной линии. Для этого рассчитаем максимальный сквозной ток трехфазного КЗ за кабелем:

$$I_{\text{п,0 за каб.}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{к}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,208} = 17,5 \text{ кА},$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее значение напряжения сети, кВ;

$z_{\text{к}}$ – сопротивление до точки КЗ:

$$z_{\text{к}} = \sqrt{r_{\text{каб}}^2 + (x_{\text{каб}} + x_{\text{с}})^2} = \sqrt{0,082^2 + (0,0224 + 0,169)^2} = 0,208 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{каб}}$ и $x_{\text{каб}}$ – соответственно активное и реактивное сопротивление кабеля длиной 200 м (см. табл. 3.4);

$x_{\text{с}}$ – сопротивление питающей системы:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п,0}}^{(3)}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 21,5} = 0,169 \text{ Ом}.$$

Максимальное напряжение на разомкнутых концах экранов фаз кабельной линии

$$U_{\text{max}} = 0,15 \cdot 10^{-3} L \cdot I_{\text{п,0 за каб.}}^{(3)} = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 17500 = 525 \text{ В},$$

где $0,15 \cdot 10^{-3}$ – удельное напряжение на экране однофазного кабеля, В/(м·А).

Таким образом, окончательно выбираем кабель АПвПу2г-1×185/70-6 кВ. Кабельная линия, состоящая из трех указанных кабелей, расположенных по треугольнику на полу кабельного канала, имеет одностороннее заземление экранов возле электродвигателя.

3.6.2. Выбрать кабель для линии 10 кВ, подключенной к групповому реактору.

Ток нормального режима $I_{\text{норм}} = 200 \text{ А}$, ток утяжеленного режима $I_{\text{фор}} = 310 \text{ А}$. Линия прокладывается в земле. Глубина прокладки 0,9 м; температура земли 20 °С; удельное сопротивление грунта 2 Кл·м/Вт; $T_{\text{max}} = 4500 \text{ ч}$, ток КЗ за реактором $I_{\text{п,0}}^{(3)} = 12,4 \text{ кА}$. Длина трассы – 1200 м. Основная защита ЛЭП – максимальная токовая защита, полное время отключения КЗ – 1,2 с.

Решение. По табл. 3.3 выбираем кабель ПвПу-10 кВ.

Определяем экономическое сечение жилы:

$$S_{\text{ж}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}} = \frac{200}{3,1} = 64,5 \text{ мм}^2.$$

По табл. 3.5 принимаем кабель с сечением жилы 70 мм² с $I_{\text{доп ном}} = 280 \text{ А}$ при прокладке в земле в одной плоскости.

$$I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,97 \cdot 0,96 \cdot 0,85 \cdot 280 = 221,6 \text{ А},$$

где $K_1 = 0,97$ – поправка на температуру земли (см. табл. 3.7);

$K_2 = 0,96$ – поправка на глубину прокладки в земле (см. табл. 3.9);

$K_3 = 0,85$ – поправка на удельное сопротивление земли (см. табл. 3.14);

$$I_{\text{доп}} < I_{\text{фор}} = 310 \text{ А}.$$

Поскольку допустимый ток меньше максимального тока утяжеленного режима ($I_{\text{фор}}$), принимаем ближайшее большее сечение жилы кабеля – 120 мм², $I_{\text{доп ном}} = 380 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,97 \cdot 0,96 \cdot 0,85 \cdot 380 = 300,8 \text{ А} .$$

Это сечение жилы также не проходит по току утяжеленного режима. Примем сечение жилы 150 мм^2 , $I_{\text{доп ном}} = 430 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,97 \cdot 0,96 \cdot 0,85 \cdot 430 = 340,4 \text{ А} .$$

Для этого сечения кабеля $I_{\text{доп}} > I_{\text{фор}}$. Следовательно, это сечение жилы подходит по условиям форсированного режима.

Проверяем выбранное сечение на термическую стойкость при КЗ:

$$I_{\text{т.с ж}} = \frac{I_{\text{доп (1 сек) ж}}}{\sqrt{t_{\text{КЗ}}}} = \frac{21,5}{\sqrt{1,2}} = 19,6 \text{ кА} ,$$

где $I_{\text{доп (1 сек) ж}} = 21,5 \text{ кА}$ (по табл. 3.16).

Поскольку расчетный ток термической стойкости жилы кабеля больше тока КЗ в начале линии ($I_{\text{т.с ж}} > I_{\text{п,0}}^{(3)} = 12,4 \text{ кА}$), то принимаем к прокладке кабель с сечением жилы 150 мм^2 , экрана – 25 мм^2 .

Проверяем на термическую стойкость экран кабеля:

$$I_{\text{расч доп (1 сек) э}} = I_{\text{п,0}}^{(1,1)} \sqrt{t_{\text{КЗ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{п,0}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{КЗ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,4 \cdot \sqrt{1,2} = 11,7 \text{ кА} .$$

Расчетный ток термической стойкости экрана больше допустимого тока односекундного КЗ в экране (см. табл. 3.17) $I_{\text{расч доп (1 сек) э}} = 11,7 > I_{\text{доп (1 сек) э}} = 5,1$. Таким образом, экран сечением 25 мм^2 термически не стойкий. По табл. 3.16 принимаем сечение экрана 70 мм^2 с $I_{\text{доп (1 сек) э}} = 14,3 \text{ кА}$.

Но на кабель с таким сечением экрана заводы-изготовители кабелей не приводят данных по снижающим коэффициентам длительно допустимого тока жилы. В этой связи кабельную линию необходимо эксплуатировать с заземлением экранов фаз с одного конца линии.

Определим максимальное напряжение на разомкнутых концах экранов фаз кабельной линии. Для этого рассчитаем максимальный сквозной ток трехфазного КЗ непосредственно в точке за кабелем:

$$I_{\text{п},0}^{(3)} \text{ за каб.} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{к}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,71} = 8,55 \text{ кА},$$

где

$$z_{\text{к}} = \sqrt{r_{\text{каб}}^2 + (x_{\text{каб}} + x_{\text{с}})^2} = \sqrt{0,19^2 + (0,196 + 0,489)^2} = 0,71 \text{ Ом};$$

$$U_{\text{max}} = 0,15 \cdot 10^{-3} L \cdot I_{\text{п},0}^{(3)} \text{ за каб.} = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 \cdot 8550 = 1539 \text{ В.}$$

Расчетное максимальное напряжение на разомкнутом конце кабеля меньше допустимого $U_{\text{max}} < U_{\text{доп оболочки}} = 5 \text{ кВ}$.

Таким образом окончательно выбираем кабель ПвПу-1 × 150/70-10 кВ. При этом кабельная линия, состоящая из трех одножильных кабелей, проложенных в земле в одной плоскости, должна эксплуатироваться с односторонним заземлением экранов кабелей фаз у потребителя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств / Л.И. Двоскин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 256 с.
3. Семчинов, А.М. Токопроводы промышленных предприятий / А.М. Семчинов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоиздат, Ленинградское отд-ие, 1982. – 208 с.

4. Сергей, И.И. Динамика проводов электроустановок энергосистем при коротких замыканиях: теория и вычислительный эксперимент / И.И. Сергей, М.И. Стрелюк. – Минск: ВУЗ-ЮНИТИ, 1999. – 252 с.

5. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания: ГОСТ 30323–95. – Введ. 01.03.1999. – Минск, 1999. – 57 с.

6. Бошнякович, А.Д. Расчет проводов подстанций и больших переходов ЛЭП / А.Д. Бошнякович. – Л.: Энергия, 1975. – 248 с.

7. Сергей, И.И. Упрощенный расчет максимальных тяжений проводов на двух стадиях их движения при коротком замыкании / И.И. Сергей, А.П. Андрукевич, Е.Г. Пономаренко // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2006. – № 6. – С. 12–16.

8. Веников, В.А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики) / В.А. Веников, Г.В. Веников. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1984. – 439 с.

9. Современные токопроводы: учебное пособие для СПТУ. – М.: Высшая школа, 1988. – 80 с.

10. Булат, В.А. Исследование и оптимизация режимов работы и конструктивных параметров комплектных пофазно-экранированных токопроводов мощных генераторов: дис. ... к-та техн. наук: 05.14.02 / В.А. Булат. – Минск, 1982. – 180 л.

11. Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: учебное пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985. – 312 с.

12. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена среднего и высокого напряжения. – М.: АББ Москабельмет, 2002. – 25 с.

13. Ларина, Э.Г. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии: учебник для вузов / Э.Г. Ларина. – М.: ЭАИ, 1996. – 368 с.

14. Дмитриев, М.В. Заземление экранов однофазных кабелей 6–10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена / М.В. Дмитриев, Г.А. Евдокунин // Кабель – news. – 2008. – № 3. – С. 56–61.

15. Титков, В.В. К оценке теплового режима трехфазной линии из СПЭ-кабеля / В.В. Титков // Кабель – news. – 2009. – № 10. – С. 47–51.

16. Методические рекомендации по монтажу и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6–10 кВ. – Минск: Концерн Белэнерго. – 2006. – 58 с.

17. Дмитриев, М.В. Перенапряжения на изоляции экранов однофазных силовых кабелей 6–500 кВ и защита от них / М.В. Дмитриев // Кабель – news. – 2008. – № 11. – С. 56–62.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДНИКАМИ 3

1.1. Токосоведущие конструкции с гибкими проводниками
электростанций и подстанций 3

1.2. Электродинамическое действие токов КЗ на гибкие
проводники 9

1.3. Условия и параметры электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств	12
1.4. Компьютерный расчет параметров электродинамической стойкости гибких шин.....	16
1.5. Упрощенный расчет максимальных отклонений гибких проводников.....	22
1.6. Упрощенный расчет токов электродинамической стойкости.....	30
1.7. Упрощенный расчет максимальных тяжений.....	32
1.8. Упрощенный расчет параметров электродинамической стойкости с использованием критериев подобия.....	34
2. КОМПЛЕКТНЫЕ ТОКОПРОВОДЫ ГЕНЕРАТОРОВ	39
2.1. Область применения комплектных токопроводов генераторов	39
2.2. Конструкции трехфазных комплектных экранированных токопроводов мощных генераторов	40
2.3. Контактные соединения токопроводов	44
2.4. Секционированные и электрически непрерывные экраны токопроводов	46
2.5. Охлаждение токопроводов	47
2.6. Выбор комплектных пофазно-экранированных токопроводов	49
3. КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА И ИХ ВЫБОР	50
3.1. Назначение, конструкции и маркировка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6–10 кВ.....	50
3.2. Условия применения и способы прокладки кабелей	53
3.3. Условия работы одножильных кабелей в трехфазных системах.....	55
3.4. Выбор кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена	59
3.5. Особенности эксплуатации одножильных кабелей в трехфазных системах	71
3.6. Примеры выбора СПЭ кабелей	72
ЛИТЕРАТУРА	78

Учебное издание

СЕРГЕЙ Иосиф Иосифович
БУЛАТ Валерий Александрович
МАЗУРКЕВИЧ Владимир Николаевич
ПОНОМАРЕНКО Евгений Геннадьевич

ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Методическое пособие для студентов
специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции»,
1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»

Редактор Т.А. Подолякова
Компьютерная верстка Д.К. Измайлович

Подписано в печать 30.06.2011.

Формат 60×84¹/₁₆. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 4,77. Уч.-изд. л. 3,73. Тираж 100. Заказ 1206.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009.

Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.