МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
Умбетжанов Е.К., к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____» _____ 20____ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Эффективность применения силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Специальность 5В071800 – „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Гладченко Т.В. Гр Эу-13(в)
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Орманова Ж.К., к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:
Жакупов А.А., к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «11» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Бойдалова Ажа Муратовна, старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «12» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеуцова Марьям Абдуманаповна, ассист.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «6» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Сүлейменова Д.Т., глав. спец. ОТД. техн. подг. АО "АЖК."
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20____ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - „Электроэнергетика"
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Плодченко Роман Васильевич
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Эффективность применения силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

утверждена приказом ректора № 49 от «02» апреля 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Обзор литературных и нормативных источников по существующей проблеме;
Постановка цели работы и задач исследования;
Переход на кабели с изоляцией из СПЭ вместо с БПИ;
Разработка основных разделов и сбор графического материала.
Выполнение необходимых расчетов.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Кабели из сшитого полиэтилена 110 кВ.
Технологический процесс производства кабелей с изоляцией из СПЭ.
Проблема выбора способа заземления металлических экранов
Выбор кабеля 110 кВ
Выбор номинального напряжения, сечения жил и экранов в зависимости от полевой нагрузки
Способы заземления экранов кабелей и защиты от перенапряжений
Выбор и монтаж кабельных муфт
Охрана труда и безопасность жизнедеятельности
Обоснование уровня необходимых затрат на содержание и эксплуатацию сетей на передачу электрической энергии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Рекомендуемая основная литература

Обзор государственной политики Республики Карелия в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. ISBN 978-90-5988-139-6. С. 210.
Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Москва, Энергоатомиздат, 1989.
Пешков И. Б. Кабели и провода. Основы кабельной техники. М.: Энергоатомиздат, 2009. 470 с.
Фрунзевский Т. С. и др. Изоляция установок высокого напряжения М.: Энергоатомиздат, 1987. 368 с.
Лоскутов Э. П. Силовые кабели и кабельные линии: Учеб. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 368 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность жиз-сти.	Байдакова С. М.	27.05.2016	
Основная часть	Фрунзова Т. К.	30.05.2016	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Определение назначения дипломной работы	19.10.2015	
2	Обзор литературных и нормативных источников по рассматриваемой проблеме	16.11.2015	
3	Постановка цели работы и задач исследования	30.11.2015	
4	Разработка основных разделов и сбор графического материала	7.12.2015	
5	Кабельные линии в системах электроснабжения (раздел 1)	7.01.2016	
6	Выбор кабеля 110 кВ (раздел 2)	10.02.2016	
7	Выбор и монтаж кабельных муфт (раздел 3)	23.03.2016	
8	Охрана труда и безопасность жизнедеятельности	11.04.2016	
9	Обоснование уровня необходимых затрат на содержание и эксплуатацию сетей на передачу электрической энергии	18.04.2016	
10	Оформление пояснительной записки	02.06.2016	
11	Оформление графической части	16.05.2016	
12	Сдача работы в учебную часть	30.05.2016	

Дата выдачи задания «30» 05 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Бутакова Т.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Гладченко Л.В.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада оқшаулауғышы тігулі полиэтиленнен жасалған 110 кВ күш кабелін қолдану тиімділігі қарастырылды. Олардың құрылымдық орындалуы, өндіріс технологиялық үдерісі, басты артықшылықтары мен жетіспеушіліктері талданған.

Кабель қалқандары жалғануының сызбанұсқаларын топтастыруы жүргізілген, қалқандарды жерге тұйықтау мен кабель қималарының энерготиімділік жүйелері таңдалып белгіленген, ол тоқ өткізгіш желінің қимасын есептеуде қалқандардың жалғау тәсілін, желінің параметрлері мен кабель желісінің жобалау шарттарын ескереді.

Жобаның экономикалық бөлімінде желілерді пайдалануға қажетті шығындар деңгейі мен электр қуатын табыстау негізделген.

Сонымен қатар, тіршілік қауіпсіздік мәселесі бойынша электромагниттік сәулеленудің адам ағзасына әсері мен өрт қауіпсіздігі сияқты сұрақтар қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте рассматривается эффективность применения силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на 110 кВ. Проанализированы их конструктивное выполнение, технологический процесс производства, основные преимущества и недостатки.

Проведена классификация схем соединения экранов кабелей, выбраны и определены энергоэффективные системы заземления экранов и сечения кабелей, которая учитывает способ соединения экранов при расчете сечения токопроводящей жилы, параметры сети, условия проектирования кабельной линии.

В экономической части проекта было произведено обоснование уровня необходимых затрат на содержание и эксплуатацию сетей и передачу электрической энергии.

Также рассмотрены задачи безопасной жизнедеятельности, такие как влияние электромагнитного излучения на организм человека и пожарная безопасность.

Annotation

Current thesis project studies the efficiency of power cables with XLPE insulation at 110 kW. Their structural performance, technological process of manufacturing, basic advantages and disadvantages were put through analysis.

The classification schemes of cable shields connections were created and efficient grounding system of screens and cable cross-sections which takes into account the way of connection of the screens by calculating cross section of the conductor, network parameters, design conditions of the cable line were defined.

The financial part of the project provides the explanation expenditure needed for network maintenance and the transmission of electrical energy.

Life safety issues such as the effect of electromagnetic radiation on the human body and fire safety were mentioned as well in this work.

Содержание

Введение	7
1 Кабельные линии в системах электроснабжения	9
1.1 Кабели из сшитого полиэтилена 110 кВ	9
1.2 Технологический процесс производства кабелей с изоляцией из СПЭ	12
1.3 Проблема выбора способа заземления металлических экранов	15
2 Выбор кабеля 110 кВ	17
2.1 Выбор номинального напряжения, сечения жил и экранов в зависимости от токовых нагрузок	21
2.1.1 Номинальное напряжение	21
2.1.2 Область применения и условия эксплуатации	21
2.1.3 Выбор номинального сечения токопроводящих жил	22
2.1.4 Длительно допустимые токовые нагрузки	27
2.1.5 Перегрузочная способность кабелей	29
2.2 Способы заземления экранов кабелей и защита от перенапряжений	32
3 Выбор и монтаж кабельных муфт	36
3.1 Классификация кабельных муфт и область их применения	38
3.2 Монтаж и эксплуатация конструкции переходной муфты	42
3.3 Оценка надежности работы переходной муфты	45
4 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности	48
4.1 Пожарная безопасность	48
4.2 Влияние электромагнитного излучения	51
5 Обоснование уровня необходимых затрат на содержание и эксплуатацию сетей на передачу электрической энергии	60
Заключение	66
Список литературы	67

Введение

В течение последних лет вопросам повышения энергоэффективности и энергосбережения в Республике Казахстан уделяется особое внимание. В настоящее время создана нормативная правовая база в данной области и государственными органами РК ведется активная работа по созданию полноценной системы энергоэффективности с учетом мероприятий по модернизации отраслей экономики, внедрению механизма технического регулирования и энергетического учета предприятий, повышению качества управления и квалификации производственного персонала, а также пропаганде энергосбережения среди населения и повышению инвестиционной привлекательности проектов повышения энергоэффективности.

Так, посланием Президента Республики Казахстан народу Казахстана от 29 января 2010 года «Новое десятилетие - новый экономический подъем - новые возможности Казахстана» и Государственной программой по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы в области энергосбережения поставлена задача по снижению энергоемкости ВВП не менее чем на 10% к 2015 году и 25% к 2020 году. Однако Республиканская программа «Энергосбережение 2020» ставит перед страной более амбициозные цели по снижению энергоемкости ВВП на 40% к 2020 году[1].

Одним из основных звеньев при передаче и распределении электроэнергии являются – силовые кабельные линии. В вопросе электроснабжения предприятий, организаций, городов важная роль отведена исследованию кабельных линий, улучшению технологий их производства, проектирования и эксплуатации.

Силовые кабели на напряжение выше 1000 В распространены по большей части в распределительных сетях среднего напряжения 6-35 кВ, встречаются на линиях электропередачи напряжением от 110 кВ и выше.

В настоящее время актуален вопрос перевода части воздушных линий в кабельные. Так, например, для подстанций глубокого ввода (ПГВ) в крупных городах сооружение питающих линий в воздушном исполнении затруднительно.

К тому же в виду тенденции на строительство подстанций закрытого типа на базе комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) все большее предпочтение отдается кабельным линиям. Площадь отвода земли для строительства кабельной линии во много раз меньше по сравнению с воздушной линией того же напряжения. Кабельные линии электропередачи в условиях мегаполиса являются наиболее приемлемым решением: они позволяют высвободить для дальнейшего строительства участки дорогостоящей городской земли, которые сейчас занимают воздушные линии, практически полностью защищены от внешних воздействий – грозовых разрядов, ветра и низких температур, вандализма, не изменяют исторический облик города.

Современная кабельная техника характеризуется применением высоких напряжений и высоких частот, увеличением передаваемых мощностей, созданием кабелей и проводов для работы в условиях высоких и низких температур, высокой влажности окружающей среды, воздействия радиации и химически активных веществ, наличия вибрации и т.д.

Необходимость создания новых типов кабелей и проводов с более высокими характеристиками вызвано техническим прогрессом и повышенными требованиями к их свойствам.

На территории СНГ в последние годы стали широко применяться кабели из сшитого полиэтилена (СПЭ). Эффективность применения кабелей с СПЭ по сравнению с термопластичными объясняется за счет их основных преимуществ: высокие электрические и механические параметры в более широком диапазоне рабочих температур, малая гигроскопичность (водонепроницаемость) и другие[13].

1 Кабельные линии в системах электроснабжения

1.1 Кабели из сшитого полиэтилена 110 кВ

В настоящее время производятся и эксплуатируются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение до 550 кВ. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтиленаСПЭ (английскоеобозначение – XLPE, немецкое – VPE, шведское – PEX) вполной мере отвечают все более жестким требованиям по качественному и надежному обеспечению потребителя электроэнергией. Благодаря радиальной конструкции, диэлектрическим характеристикам сшитого полиэтилена и технологии производства удается достичь рекордно низких показателей по количеству пробоев во время эксплуатации.

Термин «сшивка» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. В результате этой химической реакции поперечные связи, образующиеся между макромолекулами полиэтилена, создают трехмерную структуру (рисунок1.1), которая определяет высокие электрические и механические характеристики материала, меньшую гигроскопичность, больший диапазон рабочих температур, прекрасные диэлектрические характеристики.

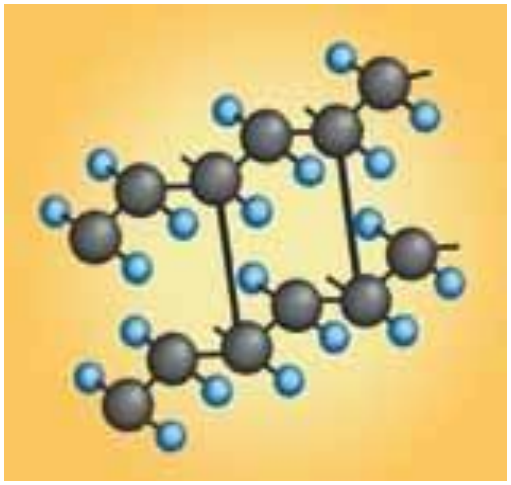


Рисунок 1.1 – Трехмерная структура макромолекул полиэтилена

При производстве кабелей на напряжение 110-220 кВ используется пероксидная сшивка, происходит при помощи пероксидов всреде нейтрального газа при температуре 300–400 °С и давлении 20 атм., которая применяется при производстве кабелей среднего и высокого напряжений.

Изменения в свойствах полиэтилена после сшивания:

– снижение температуры хрупкости и увеличение стойкости к растрескиванию под напряжением;

– повышенная устойчивость к температуре и давлению;

– способность восстанавливать форму после деформирования;

– долговечность.

По сравнению с маслонаполненными кабелями на высокое напряжение, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена имеют ряд преимуществ:

– высокий ток термической устойчивости при коротких замыканиях;

– низкая удельная повреждаемость;

– малая гигроскопичность;

– отсутствие масла, битума, свинца обеспечивает минимальное влияние на окружающую среду;

– большие строительные длины;

– повышенная нагрузочная способность, обусловленная более высокой допустимой температурой изоляции в рабочем режиме;

– малый вес;

– малый наружный диаметр, что позволяет уменьшить радиус изгиба кабелей;

– возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;

– отсутствие жидкостей в конструкции кабеля и подпитывающей аппаратуры, что значительно снижает расходы на сооружение кабельной линии, ее ремонт и эксплуатацию;

– простая технология монтажа муфт и ремонта кабеля[12].

В настоящее время идет замена проложенных ранее кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на среднее напряжение и маслонаполненных кабелей на напряжение 110 (220) кВ на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

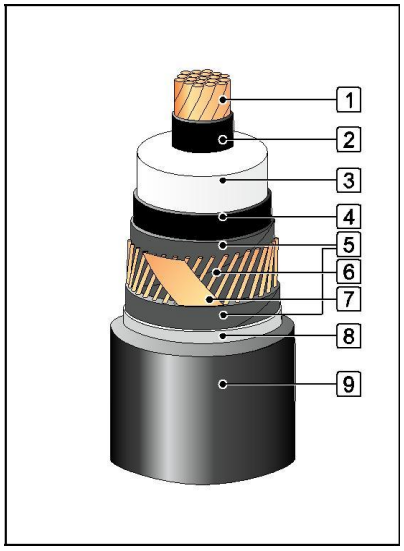
Широкое использование сшитого полиэтилена в качестве материала изоляции силовых кабелей обусловлено его превосходными диэлектрическими качествами (высокая электрическая прочность, низкий tg δ, низкая диэлектрическая проницаемость и, вследствие этого, малая емкость) и высокой температурной стабильностью, что позволяет увеличить токовые нагрузки как врежиме эксплуатации, так и в режиме короткого замыкания.

Основным недостатком первых кабелей высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена было интенсивное старение полимерной изоляции. В настоящее время установлено, что старение полиэтилена в условиях воздействия электрического поля определяется прежде всего наличием неоднородностей в изоляции, возникающих как в процессе производства кабелей, так и свойственных самому изоляционному материалу в исходном состоянии. Если в полимерной изоляции кабеля существуют неоднородности, то под действием влаги и электрического поля в процессе эксплуатации в этой изоляции начинают развиваться проводящие каналы, известные под названием «дендритов» (древовидных образований) или «водных триингов». Триинги могут развиваться на поверхности изоляции, в основном на участках, в которых существует неоднородность структуры изоляции на границе с полупроводящими экранами по жиле и по изоляции, и из неоднородностей структуры, находящихся в толще изоляции (загрязнения,включения, микропустоты). Образование триингов приводит к местным концентрациям электрического поля в изоляции. Область изоляции с

триингом со временем подвергается более быстрому окислению, изоляция быстро стареет, и в результате может наступить пробой.

На рисунке 1.2 представлена типовая конструкция высоковольтного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена, производимая ГК «Севкабель».

При передаче больших токовых нагрузок на высоких напряжениях переменный ток протекает преимущественно во внешних повивах жил кабеля (поверхностный или скин-эффект). Магнитные поля соседних кабелей оказывают возмущающее действие на распределение тока по сечению жилы (эффект близости). Эти эффекты приводят к увеличению сопротивления жилы до 15 %. Повышение сопротивления ведет к увеличению тепловых потерь в жиле. Для снижения потерь используется специальная конструкция жилы – «Милликен» (жила скручивается из изолированных сегментов).



1 – Многопроволочная, круглая, уплотненная токопроводящая жила, алюминиевая или медная, класс гибкости жилы 1. Жилы сечением 1000 мм^2 и 1200 мм^2– сегментированные, скрученные по системе «Милликен»;
2 – Внутренний экструдированный электропроводящий слой;
3 – Изоляция из пероксидносшитого полиэтилена;
4 – Внешний экструдированный электропроводящий слой;
5 – Слой обмотки электропроводящей полимерной лентой или электропроводящей бумагой, или электропроводящей водоблокирующей лентой;
6 – Экран из медных проволок. Возможно введение в экран распределенного оптического датчика температуры;
7 – Медная лента;
8 – Алюмополимерная лента для кабелей;
9 – Наружная оболочка из полиэтилена, ПВХ пластиката или пластиката пониженной горючести, не содержащей галогенов.
Рисунок 1.2 – Конструкция кабеля из СПЭ

Наложение внутреннего полупроводящего слоя изоляции и внешнего полупроводящего слоя поверх проводника из меди или алюминия производится в один технологический процесс, что обеспечивает разные поверхности раздела и отсутствие загрязнений.Эти три слоя в сочетании с жилой образуют сердечник кабеля. Сердечник кабеля окружен медным проволочным экраном, который защищает кабель во время прокладки, поддерживает нулевой потенциал на поверхности кабеля, несет зарядные токи, отводит токи короткого замыкания. Зона экрана из медных проволок обеспечивается продольной водонепроницаемостью с помощью водонабухающего материала так, чтобы вода не могла проникнуть в кабель при повреждении внешней оболочки. Двойная герметизация экрана обеспечивается алюминиевой лентой с полимерным покрытием, которая сварена снаружной полиэтиленовой оболочкой. Внешняя оболочка выполняется из износостойкого светостабилизированного полиэтилена высокой плотности, или ПВХ пластиката.

1.2 Технологический процесс производства кабелей с изоляцией из СПЭ

Процесс производства кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена соответствует последним достижениям в области кабельной техники:

– в производстве применяются материалы только наилучшего качества, прошедшие входной контроль: триингостойкие суперчистые изоляционные и полупроводящие композиции сшиваемого полиэтилена и полиэтилена высокой плотности для оболочек;

– максимальную чистоту их загрузки и экструзии.

Токопроводящие жилы скручиваются и уплотняются на крутильной машине (рисунок 1.3). Применение уплотнения по повивам позволяет получить высокий коэффициент уплотнения жилы и гладкую ее поверхность. На крутильной машине при необходимости накладываются также водоблокирующие материалы.



Рисунок 1.3 – Скрутка жил

«Чистые комнаты» для хранения материалов имеют класс чистоты 1000, что равносильно классу чистоты при производстве полупроводников(рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Чистые комнаты

Полностью замкнутая система подачи смесей для изоляции и экранирования исключает возможность загрязнения исходных материалов.

Сухое сшивание выполняется в атмосфере сжатого азота.

Система с тройным экструдером и оснасткой обеспечивает исключительно гладкие поверхности раздела между полупроводящими экранами и изоляцией[10].

Одновременное наложение изоляции и полупроводящих экранов осуществляется на наклонной линии газовой вулканизации фирмы «Maillefer», вулканизация происходит в среде азота при высоких значениях температуры идавления(«сухая» вулканизация), что исключает попадание влаги в изоляцию. Получается гладкая и однородная изоляция без пустот и посторонних включений, с плотно прилегающими полупроводящими экранами.





Рисунок 1.5 – Производственный процесс-линия наложения изоляции Maillefer EPL 50 (Финляндия) и экранирование кабеля

Толщина и эксцентриситет слоев непрерывно контролируются приборами рентгеновского и лазерного контроля. Уникальная система ЕНТ (EntryHeatTreatment) – термообработка на входе. В совокупности с обеспечением непрерывного вращения изолированной жилы в вулканизационной трубе позволяет сохранить высокую точность геометрии кабеля и отличные свойства изоляции. Процесс наложения изоляции полностью автоматизирован. Система мониторинга Sikora с помощью рентгеновских лучей позволяют контролировать геометрические параметры изолированной жилы (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Система мониторинга Sikora

Наложение обмоток водонабухающими лентами, экранов из медных проволок и лент производится на универсальной крутильной машине DrumTwister фирмы «Cortinovis».

Экструдирование наружных оболочек кабелей и наложение алюмополимерных лент (при необходимости) происходит на экструзионной линии фирмы «Maillefer», оснащенной приборами измерения диаметра, контроля герметичности оболочки и устройством для маркирования методом термотрансферной печати (рисунок 1.7).



Рисунок 1.7 –Наложение оболочки

Комплекс испытательного оборудования фирмы «HighVolt» позволяет проводить испытания кабелей на наличие в изоляции частичных разрядов, а также испытания готовых кабелей повышеннымнапряжением. Все перечисленное оборудование имеет компьютеризированное управление технологическими процессами и испытаниями на базе математического,

программного и технического обеспечения, разработанного фирмой «Siemens», включая системы рецептов и отчетов.

Система управления производством включает в себя следующие функции:

– автоматический расчет технологических параметров линий (например, для наклонной линии газовой вулканизации – послойное соотношение температуры как функции времени, основанное на расчете теплопередачи между слоями, температурной зависимости периода полураспада пероксида и т.д.);

– обеспечение полной синхронизации всех узлов линий в зависимости от параметров технологического процесса и их изменений;

– сигнализацию и мониторинг в случае достижения одним или несколькими технологическими параметрами своих критических значений;

– отслеживание стабильности параметров технологического процесса и обеспечение практически мгновенной реакции на их текущие измерения.

Система управления оборудована современными промышленными компьютерами с интерфейсом, позволяющим создавать, хранить, а при необходимости и выдавать технологические параметры или результаты испытаний для принятия управленческих решений.

1.3 Проблема выбора способа заземления металлических экранов

В кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена металлический экран необходим для отвода в землю емкостных токов и токов короткого замыкания и создания нулевого потенциала на поверхности кабеля. Для выполнения своих функций экран должен быть присоединен к заземляющему устройству. При прокладке кабеля экран заземляют на концах кабельной лини, в местах, где есть физическая возможность вывести его наружу – перед концевыми муфтами, и есть контур заземления.

Существуют три основных способа соединения экранов: двухстороннее, одностороннее и транспозиция экранов. Важной характеристикой системы заземления экранов является протекание или отсутствие токов в экранных контурах. Введем классификацию систем заземления экранов по этому признаку(рисунок 1.8).

При протекании тока по экрану кабеля возникают потери мощности в экране. Отношение потерь мощности в металлическом экране к потерям мощности в жиле λ_1 влияет на пропускную способность токопроводящей жилы. Для «разомкнутых» систем λ_2 равна нулю,поэтому пропускная способность кабеля при использовании одностороннего заземления экранов или транспозиции выше, чем при двухстороннем заземлении экранов.

Вопрос выбора энергоэффективной системы заземления экранов кабельной линии на сегодняшний день не имеет однозначного ответа, однако является актуальным с точки зрения конкретной прикладной задачи. Для ее решения необходимо воспользоваться рекомендациями, описанными в теоретических работах М.В. Дмитриева [2], вывести критерий сравнения

систем, используя научные положения о расчетах параметров систем заземления экранов.



Рисунок 1.8 – Классификация систем заземления экранов

Предлагаемый в качестве критерия выбора системы заземления минимальный среднегодовой ток в жиле также не является оптимальным. При проектировании кабельной линии в системах электроснабжения величина потребляемой мощности на нагрузке является исходным данным. Именно от этого значения отталкивается проектировщик при создании схемы электроснабжения потребителя и выборе электротехнического оборудования.

Среднегодовой ток в жиле в таком случае не что иное, как ток кабельной линии в нормальном режиме, рассчитывающийся из заявленной потребителем выбираемой мощности.

Для выбора «разомкнутой» системы необходимо произвести расчет электрических параметров, которые определяют техническую целесообразность применения либо одностороннего заземления, либо транспозиции экранов.

С точки зрения финансовых затрат, устройство двухстороннего заземления является наиболее дешевой системой заземления экранов кабелей, потому что не требует дополнительных капиталовложений при строительстве.

Стоимость «разомкнутой» системы зависит от выбранной схемы соединения экранов.

Однако, в «замкнутой» системе существуют дополнительные эксплуатационные издержки в виде оплаты потерь мощности в экранах. Таким образом, для выбора между «замкнутой» и «разомкнутой» системами заземления необходимо провести экономическое сравнение вариантов

исполнения кабельной линии и определить критерий, объективно показывающий однозначность выбора.

При повсеместном внедрении кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена вопрос выбора энергоэффективной системы заземления экранов становится особенно актуальным. Выбор сечения токопроводящей жилы должен учитывать режим заземления экрана. Необходимо разработать методику на основании технико-экономического сравнения систем заземления экранов при проектировании кабельной линии, для чего определить электрические параметры систем и ввести критерий выбора.

2 Выбор кабеля 110 кВ

Основными направлениями технической политики и эксплуатации кабельных линий, обеспечивающие повышение надежности и эффективности электроснабжения, являются:

– применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и арматуры, полученных на высокотехнологических производствах, гарантирующих низкую дефектность производимых кабелей и являющихся ключевым фактором надежности;

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

– в однофазных кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена до 500 кВ включительно необходимо обращать внимание на выбор сечения, способы соединения и заземления экранов;

– выбор конструкции, сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном режиме работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания токов КЗ, с обеспечением электробезопасности обслуживания коробок транспозиции согласно действующим требованиям с учетом их количества, мест расположения и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных транспозиционных муфт;

– проверка допустимости выбранного способа заземления экранов кабелей и расчет транспозиции экранов, должны осуществляться с учетом допустимых напряжений на экранах кабелей при протекании по жиле максимального рабочего тока и тока короткого замыкания;

– выбор способа обустройства экранов должен решаться с учетом конкретных условий в зависимости, от значений токов короткого замыкания и условий безопасного проведения работ при эксплуатации кабельных линий.

Анализ схем соединения экранов показал, что их можно разделить на две группы: «замкнутые» с протеканием тока по экрану кабеля (двухстороннее заземление) и «разомкнутые» при его отсутствии (одностороннее заземление и транспозиция экранов).

Наличие тока в экране влияет на пропускную способность токопроводящей жилы. Сечение жилы необходимо выбирать, учитывая схему заземления экранов.

Следовательно, кабельную линию при проектировании необходимо представить в двух вариантах исполнения: кабель, сечение которого учитывает протекание тока по экрану, в «замкнутой» системе и кабель, сечение которого учитывает отсутствие тока в экране, в «разомкнутой» системе.

Для «замкнутой» системы заземления экранов пропускная способность линии меньше, соответственно сечение токопроводящей жилы может быть больше. В «замкнутой» системе постоянно происходят дополнительные потери мощности. Вариант исполнения «разомкнутой» системы эти потери исключает, но его строительство, в отличие от «замкнутой» системы требует определенных затрат.

Имея два варианта исполнения кабельной линии, можно провести их экономическое сравнение, что будет являться обоснованием выбора энергоэффективной системы заземления экранов [9].

Выбор энергоэффективной системы заземления экранов, представим в 4 этапа:

–выбор кабелей;

–расчет «разомкнутой» системы заземления экранов;

–расчет «замкнутой» системы заземления экранов;

–экономическое сравнение.

На первом этапе необходимо выбрать сечения кабелей, удовлетворяющих максимальной нагрузке линии в послеаварийном режиме и требованиям термической стойкости. Далее для выбранных сечений, характеризующих также геометрические параметры кабеля, следует провести расчеты технических параметров систем заземления, определив токи и напряжения, возникающие при различных схемах соединения экранов. Потом выбранные системы заземления надлежит сравнить по экономическому критерию, который и определит целесообразность применения одного из вариантов исполнения кабельной линии.

Основным недостатком первых кабелей высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена было интенсивное старение полимерной изоляции. В настоящее время установлено, что старение полиэтилена в условиях воздействия электрического поля определяется прежде всего наличием неоднородностей в изоляции, возникающих как в процессе производства кабелей, так и свойственных самому изоляционному материалу в исходном состоянии. Если в полимерной изоляции кабеля существуют неоднородности, то под действием влаги и электрического поля в процессе эксплуатации в этой изоляции начинают развиваться проводящие каналы, известные под названием «дендритов» (древовидных образований) или «водных триингов». Триинги могут развиваться на поверхности изоляции, в основном на участках, в которых существует неоднородность структуры

изоляции на границе с полупроводящими экранами по жиле и по изоляции, и из неоднородностей структуры, находящихся в толще изоляции (загрязнения, включения, микропустоты). Образование триингов приводит к местным концентрациям электрического поля в изоляции. Область изоляции с триингом со временем подвергается более быстрому окислению, изоляция быстро стареет, и в результате может наступить пробой.

Конструкции, применяемые материалы и современная технология изготовления кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена позволяют свести к минимуму или исключить процесс триингообразования в течение длительного срока службы и прогнозировать работоспособность кабелей в течение 30 лет и более. В таблице 2.1 приведены основные свойства сшитого полиэтилена.

Таблица 2.1 – Основные свойства сшитого полиэтилена

Основные свойства сшитого полиэтилена	Значения
Электрическая прочность при $20^0 C$	около 50кВ/мм
Диэлектрическая проницаемость ε_2 при $20^0 C$	не более 2,5
Тангенс угла диэлектрических потерь $tg\delta$ при $90^0 C$	не более $10 \cdot 10^{-4}$
Стойкость к тепловой деформации (нагрев образца до $200^0 C$ под нагрузкой $20 H/см^2$ в течении 15 мин:)	
Удлинение под нагрузкой при $200^0 C$	не более 175%
Остаточное удлинение после снятия нагрузки и охлаждения	не более 15%
Водопоглащение при температуре $85^0 C$ и продолжительности испытания 14 суток	не более $1 мг/см^2$

В сравнении с маслонаполненными кабелями на напряжение 64/110 кВ кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена имеют ряд преимуществ (таблица 2.2):

– повышенная нагрузочная способность, обусловленная более высокой допустимой температурой изоляции в рабочем режиме;

Таблица 2.2 – Сравнительные характеристики

Наименование характеристики	Значение для кабеля на напряжение 64/110 кВ	
	для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена	для маслонаполненного кабеля
Длительно допустимая температура нагрева жилы, °С	90	85
Допустимая температура в режиме перегрузки, °С	130	90
Максимально допустимая температура жилы при коротком замыкании, °С	250	200

Продолжение таблицы 2.2

Наименование характеристики	Значение для кабеля на напряжение 64/110 кВ	
	для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена	для маслонаполненного кабеля
Допустимая плотность 1-секунд-ного тока короткого замыкания, $A/мм^2$		
- для медной жилы	143	101
- для алюминиевой жилы	94	67
Диэлектрическая проницаемость изоляции ε_r при максимально допустимой температуре	2,5	3,7
Тангенс угла диэлектрических потерь при максимально допустимой температуре	0,0010	0,0045

– высокая термическая стабильность при протекании токов короткого замыкания;

– малый вес и меньший наружный диаметр, что облегчает прокладку кабелей, особенно на сложных участках кабельных трасс;

– меньший допустимый радиус изгиба кабелей;

– возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;

– отсутствие жидкостей в конструкции кабеля и подпитывающей аппаратуры, что значительно снижает расходы на сооружение кабельной линии, ее ремонт и эксплуатацию;

– простая технология монтажа муфт и ремонта кабеля;

– отсутствие утечек масла, что снижает риск загрязнения окружающей среды.

Основные элементы конструкции:

1. Токопроводящая жила – медная или алюминиевая, многопроволочная уплотненная, номинальное сечение от 240 $мм^2$ до 800 $мм^2$ (алюминиевая жила до 1000 $мм^2$). Возможна герметизация жилы от продольного распространения влаги с помощью водонабухающих нитей;

2. Внутренний полупроводящий слой, изоляция и внешний полупроводящий слой – наложенные одновременно методом тройной экструзии. Эти элементы выпрессовываются из композиций сшиваемого полиэтилена высокой чистоты производства фирмы «Borealis», Швеция, и вулканизуются в среде азота при высоких значениях температуры и давления. Полупроводящие слои прочно соединены с изоляцией, что увеличивает стойкость кабеля к токам короткого замыкания и воздействию циклов нагрева и охлаждения;

3. Экран – выполненный в виде комбинации из медных проволок и лент. Номинальное сечение экрана от 35 до 150 $мм^2$. Возможна продольная герметизация экрана при помощи водонабухающего полотна, а также

дополнительная поперечная герметизация при помощи алюмополимерной ленты, сваренной с наружной оболочкой;

4. Экструдированная наружная оболочка – из полиэтилена высокой плотности или поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката.

2.1 Выбор номинального напряжения, сечения жил и экранов в зависимости от токовых нагрузок

2.1.1 Номинальное напряжение.

Кабели изготавливаются на номинальное напряжение 64/110 кВ частотой 49-61 Гц в сетях с заземленной нейтралью (таблица 2.3).

Максимальное линейное напряжение, при котором могут длительно работать кабели U_{max}, равное 123 кВ, принято по ГОСТ 29322-92 (МЭК 38-83) «Стандартные напряжения», МЭК 60183 «Рекомендации по выбору кабелей высокого напряжения» и МЭК 60840:1999 «Силовые кабели с экструдированной изоляцией и арматура для них на номинальное напряжение выше 30 кВ ($U_{max} = 36$ кВ) до 150 кВ ($U_{max} = 170$ кВ). Методы испытаний и требования».

Конструкция кабелей, технические требования и результаты испытаний позволяют использовать кабели 110 кВ в сетях с максимальным напряжением 126 кВ.

2.1.2 Область применения и условия эксплуатации.

Кабели предназначены для прокладки на трассах без ограничения разности уровня.

Основные марки кабелей и соответствующие им области применения приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Основные марки кабелей

Марка кабеля	Рекомендуемые области применения
АПвЭП, ПвЭП	Для прокладки в земле (траншеях) с высокой коррозионной активностью грунта, при условии защиты кабеля от механических повреждений
АПвЭВ, ПвЭВ	Для одиночной прокладки в помещениях, каналах и туннелях и для прокладки в сухих грунтах при условии защиты кабеля от механических повреждений

При прокладке кабелей на воздухе (на эстакадах, галереях, открытых лотках и т.д.) необходимо предусмотреть защиту кабелей от солнечного излучения.

Допускается прокладка кабелей с наружной оболочкой из полиэтилена в помещениях и кабельных сооружениях при условии обеспечения дополнительных средств противопожарной защиты.

Кабели с индексом «г» имеют водонабухающие элементы, препятствующие продольному распространению влаги в металлическом экране и/или вдоль токопроводящей жилы; кабели с индексом «га» имеют

кроме продольной герметизации металлический барьер из алюмополимерной ленты, препятствующий поперечному проникновению влаги.

Кабели с индексом «г» предназначены для прокладки в земле, кабели с индексом «га» – в сырых, частично затапливаемых помещениях, в несудоходных водоемах при обеспечении механической защиты кабелей.

Кабели с маркировкой «нг» и «нгд» предназначены для групповой прокладки в кабельных сооружениях, помещениях (в том числе в пожароопасных); кабели с маркировкой «нгд» — для прокладки на объектах, где наряду с требованиями к нераспространению горения предъявляются требования к пониженному дымогазовыделению при горении и тлении: атомных станциях, электростанциях, метрополитенах, высотных зданиях, крупных промышленных объектах и др.

Кабели с усиленной оболочкой из полиэтилена предназначены для прокладки на сложных участках кабельных трасс, содержащих более 4 поворотов под углом свыше 30° или прямолинейные участки с более чем 4 переходами в трубах длиной свыше 20 м или с более чем двумя переходами в трубах длиной свыше 40 м, а также для прокладки в воде.

Кабели предназначены для эксплуатации в стационарном состоянии при температуре окружающей среды от плюс 50 °С до минус 50 °С для кабелей с наружной оболочкой из ПВХ пластиката, до минус 40 °С – для кабелей с наружной оболочкой из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности, до минус 60 °С — для кабелей с наружной оболочкой из полиэтилена и от плюс 65 °С до минус 25 °С – для кабелей в тропическом исполнении.

Длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации 90 °С.

Максимально допустимая температура нагрева жил кабелей при коротком замыкании 250 °С. Продолжительность короткого замыкания не должна превышать 5 с.

Предельно допустимая температура экрана при коротком замыкании 350 °С.

Допустимая температура нагрева жил кабелей в режиме перегрузки не более 130 °С. Продолжительность работы кабелей в режиме перегрузки не должна быть более 8 ч в сутки и не более 1000 ч за срок службы.

2.1.3 Выбор номинального сечения токопроводящих жил.

Номинальное сечение токопроводящих жил выбирается из ряда 240; 300;350; 400; 500; 630(625); 800 $мм^2$. Кабели с номинальным сечением жилы 185 $мм^2$ могут быть изготовлены по согласованию с изготовителем.

Номинальное сечение токопроводящих жил кабелей выбирается по длительно допустимому току, приведенному в [3]и скорректированному с учетом условий прокладки и эксплуатации кабеля при помощи поправочных коэффициентов, приведенных в [3].

Поправочные коэффициенты должны быть приняты для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения, длина которого превышает 10 м.

Длительно допустимый ток кабельной линии определяется исходя из передаваемой мощности по формуле:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\varphi}} A, \qquad (2.1)$$

где P- передаваемая мощность;

U- номинальное линейное напряжение, кВ;

φ- угол сдвига между напряжением и током.

Передаваемая мощность принимается с учетом возможных послеаварийных нагрузок и обеспечения необходимого резерва мощности в системе.

При необходимости прокладки нескольких параллельных кабельных цепей для передачи мощности Р рекомендуется проводить технико-экономические расчеты с учетом затрат на прокладку кабелей, их монтаж и эксплуатацию.

Выбранное номинальное сечение жилы должно быть проверено по допустимому току при перегрузках (в послеаварийном режиме) в соответствии с [3] и по допустимому току короткого замыкания жилы, приведенному в [3].

Номинальное сечение экрана кабелей выбирается по допустимому току короткого замыкания экрана, приведенному в 2.1 [14].

Выберем номинальное сечение токопроводящей жилы кабеля и экрана. В качестве исходных данных примем:

1) передаваемая мощность линии 170 МВт, cosφ = 0,95;

2) марка кабеля АПвЭгВ;

3) линия разделена на две группы кабелей. Кабели могут быть расположены одним из способов:

а) две группы кабелей, скрепленных в треугольник;

б) две группы кабелей проложены в плоскости с расстоянием между фазами, равным диаметру кабеля;

4) расстояние в свету между группами кабелей: в траншее 700 мм, на эстакаде равно диаметру кабеля;

5) кабельная линия прокладывается в грунте (траншее) и по территории предприятия по крытой эстакаде и имеет переход под автомобильной дорогой в керамической трубе длиной 12 м, проложенной на воздухе;

6) глубина прокладки в земле 1,8 м, удельное тепловое сопротивление грунта 1С°м/Вт;

7) расчетная температура воздуха 35 C^0, грунта 25 C^0;

8) ток однофазного короткого замыкания на землю по данным проекта энергосистемы составляет 35 кА при времени отключения защиты однофазного короткого замыкания 0,3 с.

Ток в линии, рассчитанный по формуле (2.1), составит:

$$I = \frac{170 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0{,}95} \approx 939{,}2 \text{ А.}$$

Ток в одном кабеле:

$$I_1 = \frac{I}{2} = 469{,}6 \text{ А.}$$

Необходимо выбрать номинальное сечение жилы, допустимый ток для которого равен или превышает 469,6 А.

Для кабелей, проложенных в земле:

а) для способа прокладки треугольником:

В таблице 2.2 [4] указан допустимый ток в земле 487 А, которому соответствует номинальное сечение алюминиевой жилы 350 мм^2.

Допустимый ток для заданных условий прокладки кабеля в траншее рассчитывается при помощи поправочных коэффициентов k_1=0,97(таблица 2.3), k_2=0,98 (таблица 2.4), k_3=1,0(таблица2.5), k_5=0,93 (таблица 2.7).

Тогда

$$I_2 = 487 \cdot 0{,}97 \cdot 0{,}98 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}93 = 430{,}5 \text{ А.}$$

Т.е., сечения жилы 350 мм^2 при выбранных условиях прокладки недостаточно.

б) для прокладки в плоскости:

допустимый ток для номинального сечения жилы 350 мм^2 в земле 510 А.

Найдем допустимый ток для заданных условий прокладки кабеля в траншее: поправочные коэффициенты k_1=0,97, k_2=0,98, k_3=1,0, k_5=0,93.

$$I_3 = 510 \cdot 0{,}97 \cdot 0{,}98 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}93 = 450{,}9 \text{ А.}$$

Необходимо выполнить расчет для следующего номинального сечения жилы 400мм^2:

а) при прокладке треугольником:

допустимый ток в земле 524 А, поправочные коэффициенты см. выше:

$$I_4 = 524 \cdot 0{,}97 \cdot 0{,}98 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}93 = 463{,}2 \text{ А.}$$

б) при прокладке в плоскости:

допустимый ток 549 А, поправочные коэффициенты смотрите выше:

$$I_5 = 549 \cdot 0{,}97 \cdot 0{,}98 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}93 = 485{,}3 \text{ А.}$$

Таким образом, сечение жилы 400 мм^2 при прокладке кабелей в земле в плоскости обеспечивает требуемую передаваемую мощность.

Проверка допустимых токовых нагрузок на участках трассы с другими условиями прокладки:

а) для участка кабеля, проложенного в трубе:

допустимый ток для сечения 400 мм^2 при прокладке в воздухе 775 А, поправочные коэффициенты k_1=0,96, k_6=0,9:

$$I_6 = 775 \cdot 0{,}96 \cdot 0{,}9 = 669{,}6 \text{ А}.$$

б) для кабеля на эстакаде. Группы кабелей связаны в треугольники и проложены на двух полках, расположенных вертикально:

поправочные коэффициенты k_1=0,96, k_5=0,95:

$$I_7 = 775 \cdot 0{,}96 \cdot 0{,}95 = 706{,}8 \text{ А}.$$

Таким образом, выбранное номинальное сечение 400мм^{2}обеспечивает пропускную способность линии на всей длине трассы при прокладке кабелей в плоскости.

При необходимости прокладки кабелей треугольником в земле необходимо было бы принять следующее номинальное сечение кабеля 500 мм^2 и также проверить нагрузочную способность.

Для продолжительности короткого замыкания t=1 сек короткого замыкания по экрану составит:

$$I_э = 35 \cdot \sqrt{0{,}3} = 19{,}2 \text{ кА}.$$

При таком токе короткого замыкания необходимо сечение медного экрана 95 мм^2.

Кабель АПвЭВ-64/110 1х500/50 протягивается по роликам. Длина трассы 350 м.

Трасса имеет два изгиба на угол 45° и 90° (рисунок 2.1), радиус изгиба 1,8 м, длина участков 0-1 и 1-2 – 100 м, длина участка 2-3 – 150 м. Разность уровней между точками 3 и 2 составляет +15 м.

В соответствии с таблицами раздела 2 наружный диаметр кабеля 74 мм, масса 520 кг/км = 5,52 кг/м.

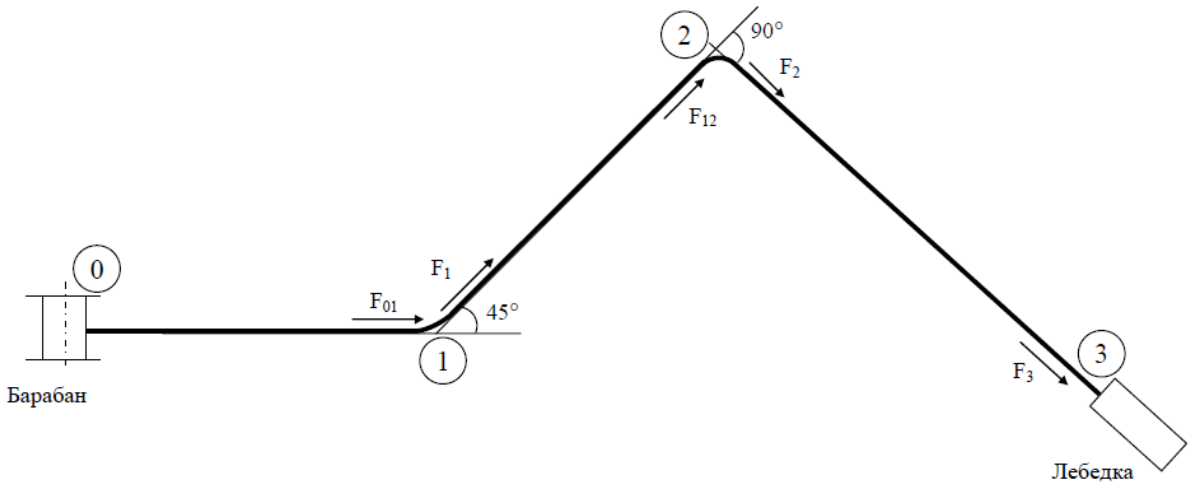


Рисунок 2.1

Минимальный радиус изгиба для выбранного кабеля составит 16·74 = 1184 мм, следовательно, радиус изгиба 1,8 м является допустимым.

Усилие тяжения в конце участка 0-1:

$$F_{0-1} = 0{,}81 \cdot 5{,}52 \cdot 0{,}30 \cdot 100 = 1624{,}5 \text{ Н}.$$

Усилие тяжения на выходе из изгиба 1:

$$F_1 = F_{0-1} \cdot e^{0{,}30(45\pi/180)} = 1624{,}5 \cdot 1{,}26 = 2046{,}9 \text{ Н}.$$

Усилие тяжения в конце участка 1-2:

$$F_{1-2} = F_1 + 9{,}81 \cdot 5.52 \cdot 0{,}30 \cdot 100 = 2046{,}9 + 1624{,}5 = 3671{,}4 \text{ Н}.$$

Усилие тяжения на выходе из изгиба 2:

$$F_2 = F_{1-2} \cdot e^{0{,}30(90\pi/180)} = 3671{,}4 \cdot 1{,}60 = 3671{,}4 \text{ Н}.$$

Угол наклона участка 2-3:

$$\arcsin 15/150 = 5{,}7°.$$

Усилие тяжения в конце участка 2-3:

$$F_{2-3} = 5874{,}2 + 9{,}81 \cdot 5{,}52 \cdot 150(0{,}30 \cos 5{,}7 + \sin 5{,}7) = 9111{,}2 \text{ Н}.$$

Допустимое усилие тяжения равно $30 \cdot 500 = 15000 H$, т.е. выбранная трасса и метод протяжки обеспечит усилие тяжения в пределах допустимого.

Радиальное давление на изгибе 1 составит:

$$F_{r1} = \frac{2046{,}9 \cdot \sin\frac{135^\circ}{2}}{1{,}8 \cdot \pi \cdot \frac{135^\circ}{360^\circ}} = 891{,}8 \text{ Н/м}.$$

На изгибе 2:

$$F_{r2} = \frac{5874{,}2 \cdot \sin\frac{90^\circ}{2}}{1{,}8 \cdot \pi \cdot \frac{90^\circ}{360^\circ}} = 2938{,}1 \text{ Н/м}.$$

Полученные значения радиального давления показывают, что на первом изгибе достаточно установки одного углового ролика (допустимое радиальное давление 1500 Н/м), а на втором необходимо установить систему роликов (допустимое радиальное давление 4500 Н/м при установке трех роликов на 1 м длины).

2.1.4 Длительно допустимые токовые нагрузки.

Длительно допустимая токовая нагрузка силовых кабелей рассчитывается по методике CEI IEC 60287.

Длительно допустимый ток кабеля рассчитывается в общем случае по формуле:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d(0{,}5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4))}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1+\lambda_2)(T_3+T_4)}} \text{ А}, \qquad (2.2)$$

где $\Delta\theta$ – разница температур между токоведущей жилой и окружающей средой, C^0;

W_d – диэлектрические потери на единицу длины, Вт/м;

T_1–термическое сопротивление между жилой и металлическим экраном (оболочкой), C^0·м/Вт;

T_2–термическое сопротивление между металлическим экраном (оболочкой) и броней, C^0·м/Вт;

T_3–термическое сопротивление наружного покрова, C^0·м/Вт;

T_4–термическое сопротивление окружающей кабель среды, C^0·м/Вт (для земли эта величина обусловлена процессом теплопроводности, а для воздуха – процессом конвекции);

R–электрическое сопротивление токопроводящей жилы переменному току при максимально допустимой температуре жилы, Ом/м;

n–число жил в кабеле;

λ_1, λ_2– отношение общих потерь в металлических экранах (оболочках) и броне к сумме потерь в токопроводящих жилах.

При расчете по этой формуле сделаны следующие допущения:

а) подсушивание грунта вокруг кабелей, проложенных в земле, не учитывается;

б) кабели,проложенные на воздухе, защищены от воздействия солнечного излучения.

Длительно допустимые токовые нагрузки кабелей, приведенные в таблице 2.4, рассчитаны при следующих условиях:

–температура жилы 90 C^0;

–температура окружающей среды 20 C^0 при прокладке в земле и 30 C^0 при прокладке на воздухе;

–фактор нагрузки 1,0;

–глубина прокладки в земле 1,5 м;

–удельное тепловое сопротивление грунта 1К·м/Вт;

–при прокладке треугольником кабели проложены вплотную, при прокладке в плоскости расстояние между кабелями в свету равно диаметру кабеля;

–кабели на воздухе проложены свободно (на расстоянии от опоры) и защищены от воздействия солнечного излучения;

–заземление экрана на обоих концах линии.

Таблица 2.4 – Длительно допустимые токовые нагрузки кабелей

Номинальное сечение жилы, $мм^2$	Длительно допустимая токовая нагрузка, А							
	кабелей с медной жилой				кабелей с алюминиевой жилой			
	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе
240	520	544	670	744	404	422	520	578
300	587	615	766	853	456	478	595	663
350	621	651	817	911	487	510	640	714
400	669	703	888	992	524	549	694	775
500	760	802	1026	1152	599	630	808	905
630 (625)	858	912	1178	1336	683	721	935	1057
800	959	1028	1340	1535	773	821	1079	1226

При других условиях эксплуатации длительно допустимый ток должен быть скорректирован путем умножения величин, указанных в таблице 2.4, на корректирующие коэффициенты, приведенные в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Корректирующие коэффициенты

	Поправочный коэффициент k_1 при температуре окружающей среды, C^0											
	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45
В земле	1,20	1,17	1,13	1,10	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82
На воздухе	1,29	1,25	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88

2.1.5 Перегрузочная способность кабелей.

Из-за высокой теплоемкости грунта температура токопроводящей жилы в кабеле, проложенном в земле, возрастает значительно медленнее, чем для кабеля, проложенного на воздухе. Поэтому для кабеля, проложенного в земле, в течение ограниченного времени возможно увеличение токовой нагрузки по сравнению с длительно допустимой. При этом температура жилы не должна превысить 90 C^0.

На рисунке 2.2 приведена перегрузочная кривая (зависимость допустимой длительности перегрузки от ее кратности) при первоначальном включении кабеля (т.е. при первоначальном перегреве $\tau_1 = 0$), полученная по формуле:

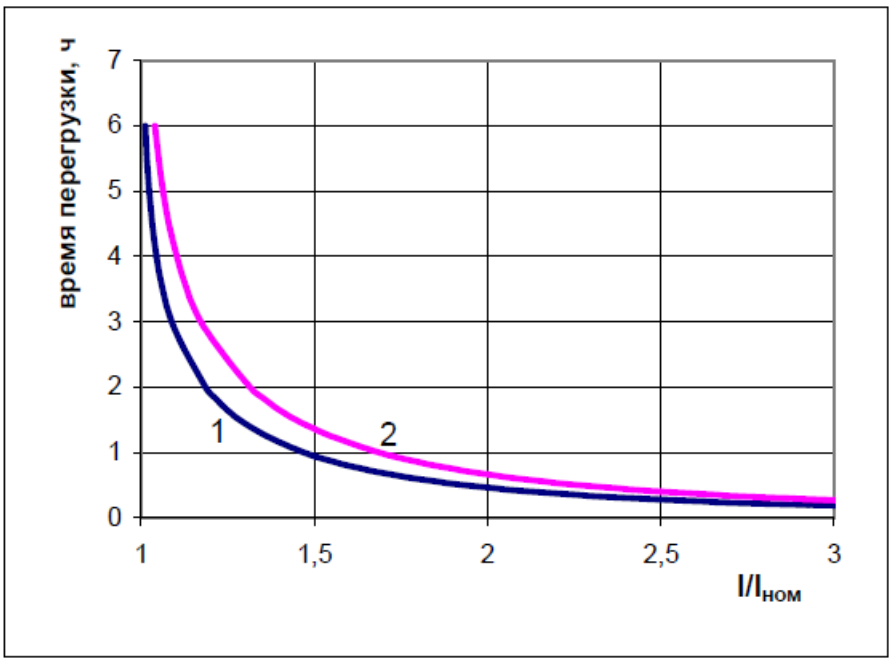
$$\frac{I}{I_{ном}} = \frac{1}{\sqrt{1 - e^{\frac{-t_{пер}}{\beta}}}}, \qquad (2.3)$$

где I–ток перегрузки, А;

$I_{ном}$–длительно допустимый ток в земле, А;

$-t_{пер}$–допустимая длительность перегрузки, ч;

β–постоянная времени нагрева / ч, в таблице 2.6 приведены ее значения.



1- для сечения жилы 240 $мм^2$;

2- для сечения жилы 800 $мм^2$.

Рисунок 2.2 – Перегрузочная кривая при первоначальном включении кабеля

Допустимая кратность перегрузки $\frac{I}{I_{ном}}$ кабеля, предварительно нагретого током $I_0 = m_0 I_{ном}$, приведенная на рисунке 2.3 для времени перегрузки 0,5; 1; 2 и 3 ч, получена по формуле:

$$\frac{I}{I_{ном}} = \sqrt{\frac{1 - m_0 e^{\frac{t_{пер}}{\beta}}}{1 - e^{\frac{-t_{пер}}{\beta}}}}, \qquad (2.4)$$

Таблица 2.6 - Постоянные времени нагрева / ч

Номинальное сечение жилы, $мм^2$	β ч, для жилы	
	медной	алюминиевой
240	1,61	1,53
300	1,72	1,61
350	1,79	1,66
400	1,86	1,73
500	2,01	1,84
630	2,08	1,88
800	2,31	2,06

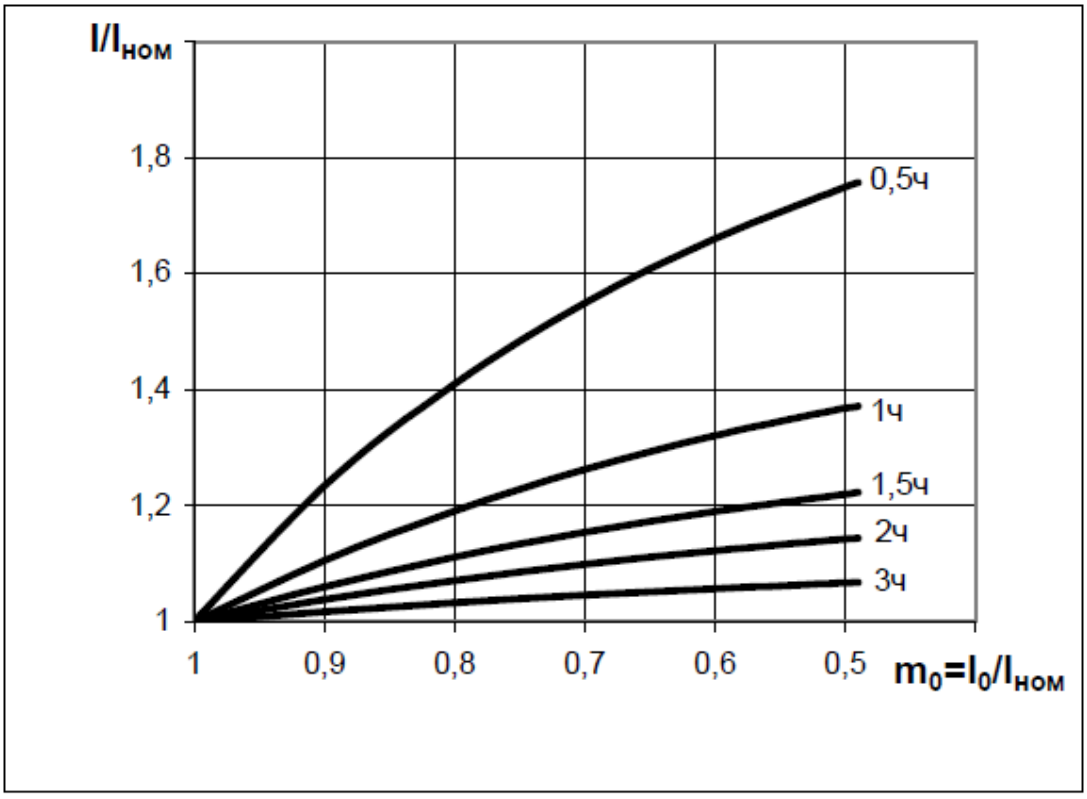


Рисунок 2.3

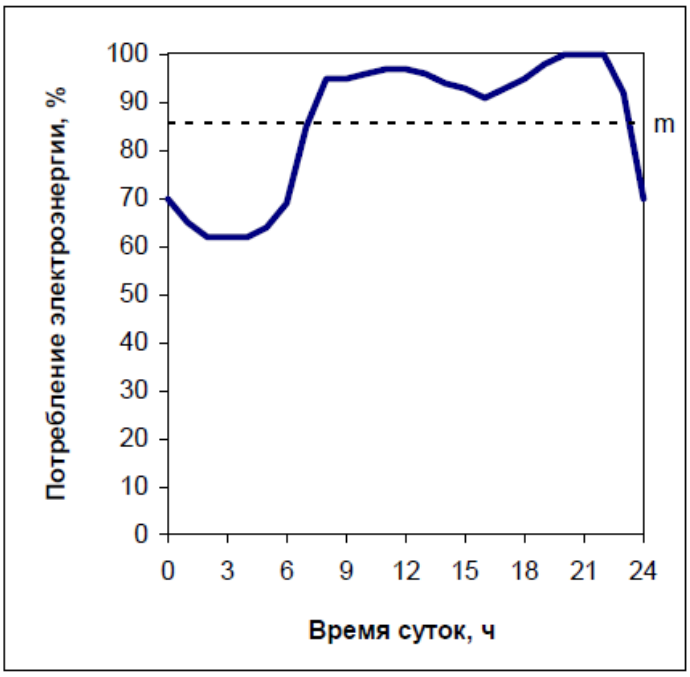


Рисунок 2.4– Суточная кривая потребления электроэнергии

Допустимый ток при перегрузках послеаварийного режима, при котором температура нагрева жилы не превысит 130 C^0, рассчитывается умножением длительно допустимого тока, на коэффициент 1,17 для кабелей, проложенных в земле, и 1,20 – для кабелей, проложенных на воздухе.

Потребление электроэнергии, а значит, и нагрузка кабеля, колеблется в течение суток и в течение года в целом. На рисунке 2.4 приведен пример суточной кривой потребления электроэнергии (в процентах от максимального значения).

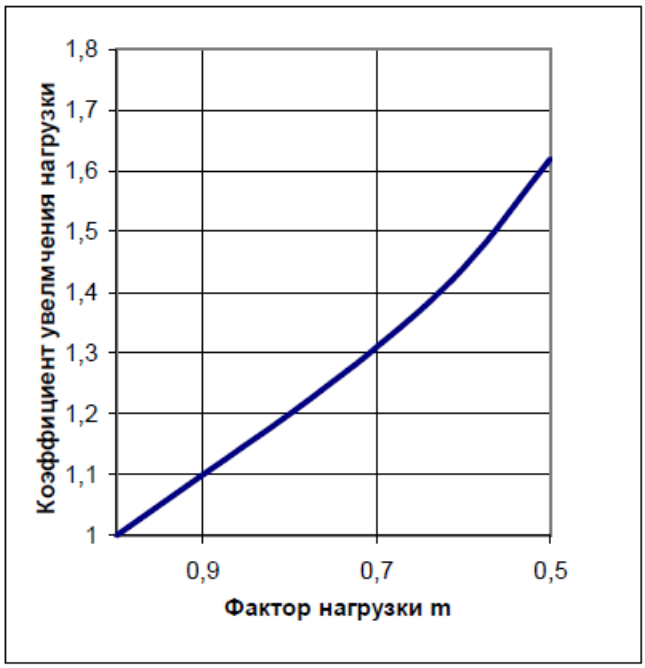


Рисунок 2.5

В зависимости от суточной кривой потребления для кабеля, проложенного в земле, допустимы более высокие нагрузки, чем в случае непрерывной работы при 100%-ной нагрузке (рисунок 2.5). Фактор нагрузки m рассчитывается как отношение площади под кривой потребления электроэнергии, к площади прямоугольника 100% · 24 ч (для примера, приведенного на рисунке 2.4, m = 0,86).

2.2 Способы заземления экранов кабелей и защита от перенапряжений

Заземление экрана на двух концах кабельной линии.

Экраны соединяются и заземляются на обоих концах кабельной линии (рисунок 2.6).

Потери энергии в экране при таком способе заземления обусловлены токами, циркулирующими по экрану. Эти потери меньше при прокладке кабелей треугольником, чем в плоскости. При прокладке кабелей в плоскости потери в экране можно уменьшить путем регулярной транспозиции кабелей (рисунок 2.7) не менее чем в двух местах по длине кабельной линии. В местах транспозиции кабелей рекомендуется выдерживать расстояние в свету между кабелями не менее диаметра кабеля.

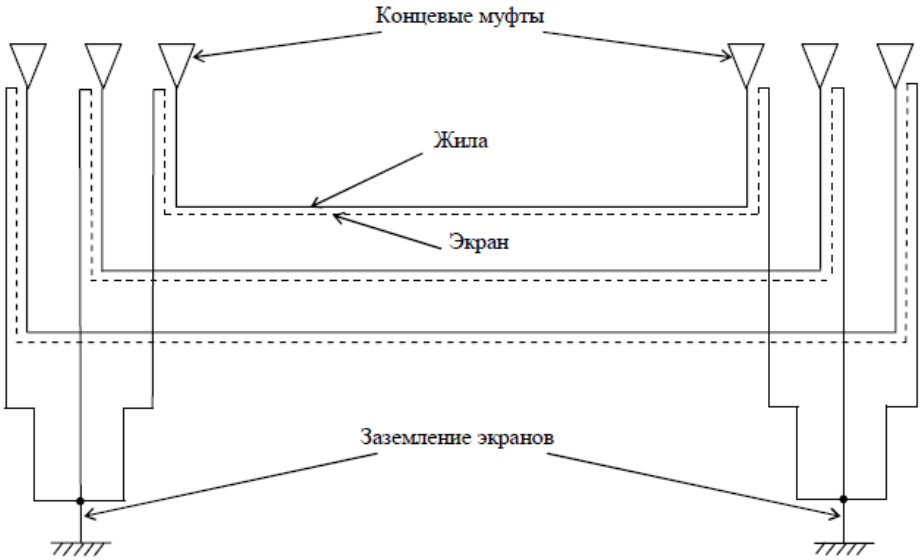


Рисунок 2.6– Заземление экрана на двух концах кабельной линии

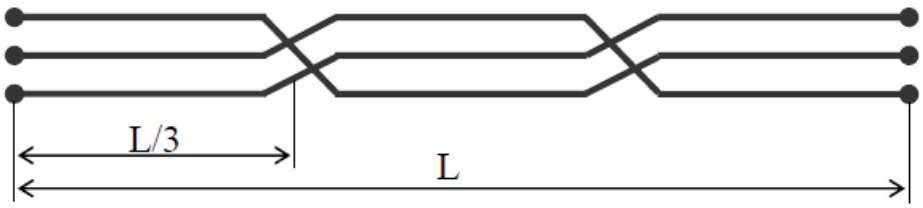


Рисунок 2.7– Транспозиция кабелей

Заземление экрана на одном конце кабельной линии.

Экраны соединяются и непосредственно заземляются только на одном конце кабельной линии. На втором конце экраны соединяются с землей через ограничитель перенапряжения (ОПН) (рисунок 2.8). При таком способе заземления на экранах появляется наведенное напряжениеE, прямо пропорциональное току, протекающему по кабелю, и длине кабельной линии L (см. ниже). При этом способе соединения экранов потери в экранах обусловлены вихревыми токами, и их величина меньше, чем при заземлении экрана по способу 1, что дает возможность повысить длительно допустимые токовые нагрузки кабелей (рисунок 2.10). Длина кабельной линии при таком способе заземления ограничивается допустимой величиной напряжения на экране.

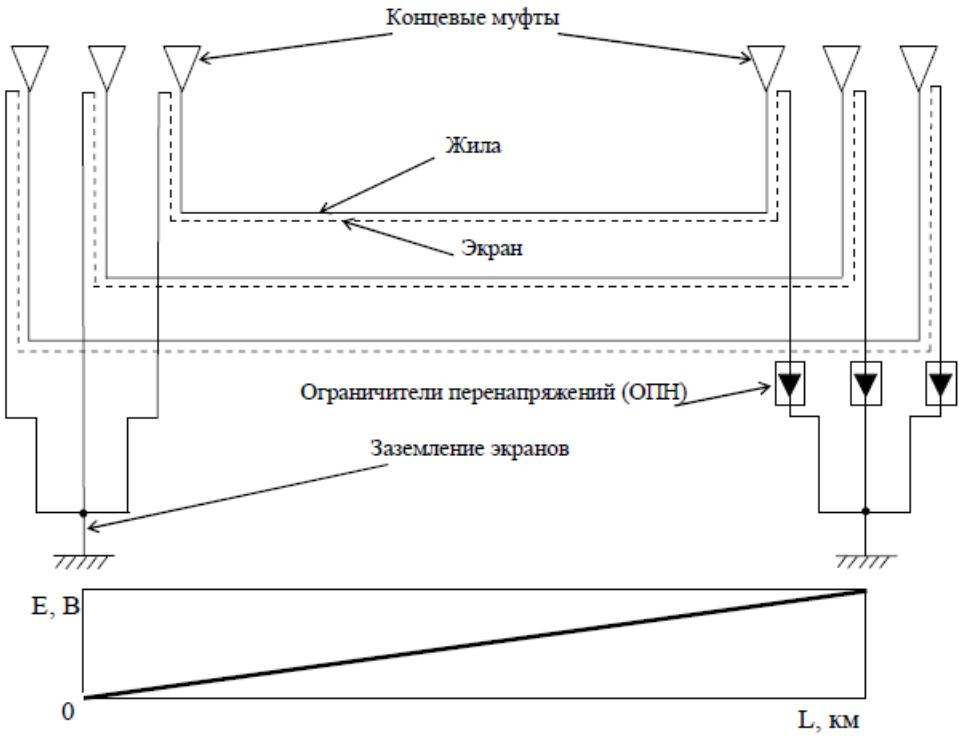


Рисунок 2.8

Поперечное соединение экранов (cross-bonding).

При этом способе заземления экраны соседних кабелей соединяются между собой и заземляются через ОПН через равные промежутки по длине кабельной линии (рисунок 2.9).

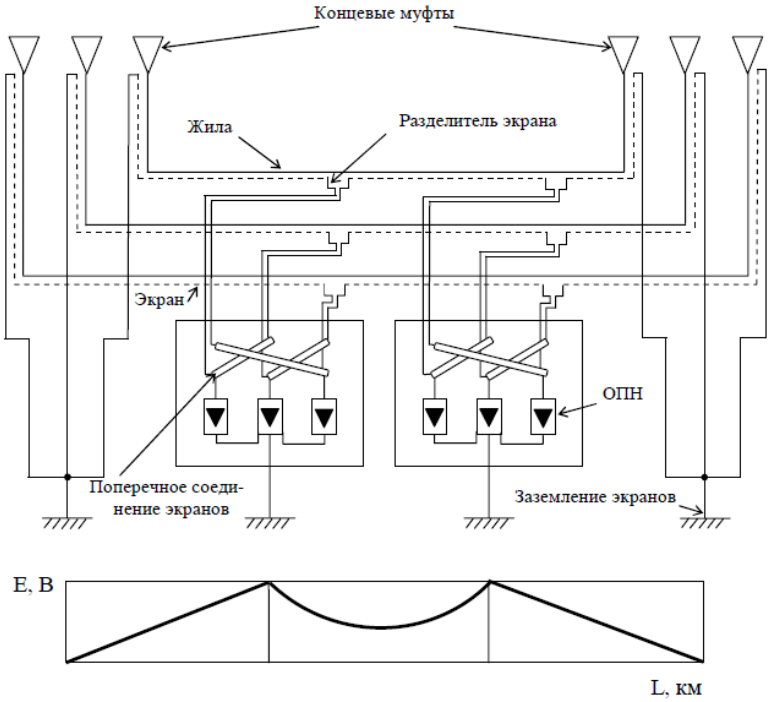
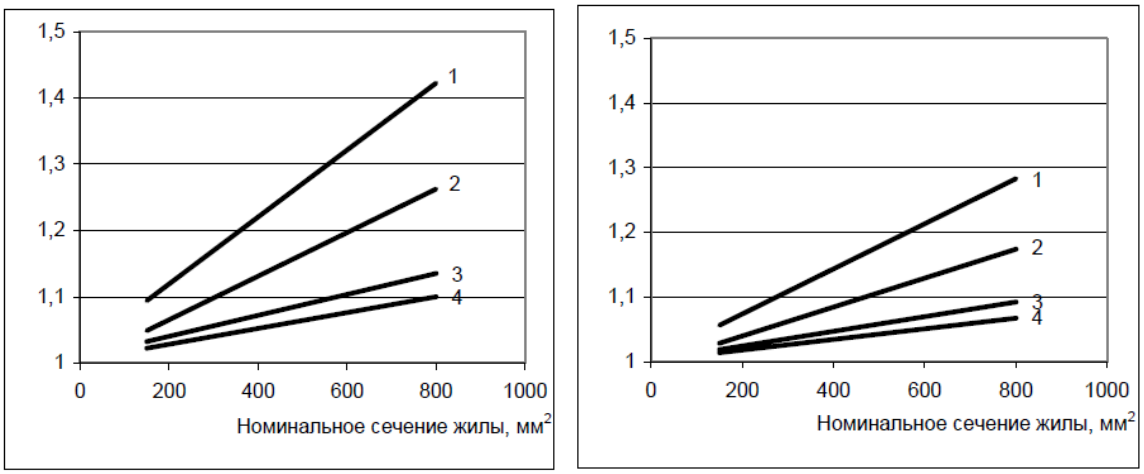


Рисунок 2.9



1 –кабели проложены в земле, в плоскости; 2 – кабели проложены в воздухе, в плоскости; 3–кабели проложены в земле, треугольником; 4 – кабели проложены в воздухе, треугольником;

Рисунок 2.10 – Коэффициент увеличения длительно допустимой токовой нагрузки:

а) для кабелей с медной жилой

б) для кабелей с алюминиевой жилой

В этом случае максимальное напряжение наводится у соединительных коробок, потери в экране обусловлены только вихревыми токами. Длительно допустимые токи можно повысить так же, как и при заземлении по способу 2 (рисунок 2.10), но длина кабельной линии не ограничивается.

При этом способе заземления необходима установка дополнительного оборудования экраноразделительных муфт и соединительных коробок). Напряжение Е, наведенное в экране кабеля при заземлении экранов на одном конце кабельной линии или при поперечном соединении экранов, может быть рассчитано по формуле:

$$E = I \cdot XL \ [В/км], \qquad (2.4)$$

где I –ток, протекающий по жиле, А;

XL –индуктивное сопротивление, Ом/км.

Расчетная величина напряжения на экране для кабелей с медной жилой составляет в зависимости от сечения жилы до 80 ÷ 130 В/км для кабелей, проложенных треугольником, и до 140 ÷ 255 В/км для кабелей, проложенных в плоскости.

Расчетная величина напряжения на экране для кабелей с медной жилой составляет в зависимости от сечения жилы до 80 ÷ 130 В/км для кабелей, проложенных треугольником, и до 140 ÷ 255 В/км для кабелей, проложенных в плоскости.

Защита оболочек кабелей от перенапряжения осуществляется с помощью ограничителей перенапряжения (ОПН), включенных между оболочкой и землей (рисунок 2.8, 2.9).

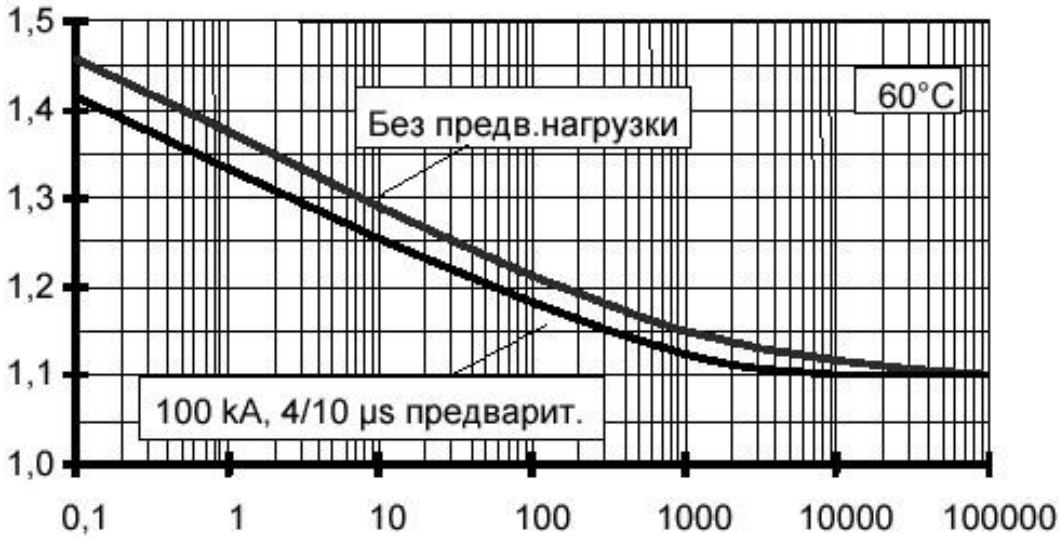


Рисунок 2.10 – Кривые допустимого временного перенапряжения ОПН

Для выбора ОПН необходимо определить максимальное напряжение, которое будет приложено к его выводам, и максимальную длительность замыкания на землю, а затем подобрать соответствующий ОПН по кривой допустимого временного перенапряжения.

Напряжение на ОПН при временном перенапряжении должно находиться ниже или на кривой допустимого временного перенапряжения. Пример такой кривой для ОПН среднего напряжения фирмы TycoElectronics приведен на рисунке 2.10.

3 Выбор и монтаж кабельных муфт

В результате непрерывных и интенсивных исследований, а также большого опыта в оказании постоянной технической поддержки при внедрении своих изделий фирма «ТайкоЭлектрониксРайхемГмбХ» разработала в течение последних 3-х десятилетий законченную систему термоусаживаемой кабельной арматуры на напряжение до 170 кВ.

Система кабельной арматуры «Райхем» продемонстрировала прекрасные долгосрочные эксплуатационные качества термоусаживаемых материалов. Миллионы установок кабельной арматуры, произведенных в самых суровых условиях монтажа, подтвердили надежность термоусаживаемой технологии при воздействии на нее погодных, тепловых и электрических перегрузок.

Вся кабельная арматура «Райхем» основана на технологии поперечно сшитых полимеров с пластической памятью формы. В сравнении с обычными полимерами эти полимеры обладают улучшенными механическими свойствами, химической и термической стойкостью.

Фирма «ТайкоЭлектрониксРайхемГмбХ» предлагает термоусаживаемую кабельную арматуру самого высшего качества, обеспечивающую полную герметизацию и отличные изоляционные свойства, обладающую высокой механической прочностью, стойкостью к воздействию окружающей среды, ультрафиолетового излучения и различных химикатов. Широкий диапазон термоусаживаемости отдельных компонентов арматуры позволяет использовать один типоразмер муфты для нескольких типов кабелей и сечений жил, что, в свою очередь, значительно упрощает заказ и складирование муфт. Арматура «Райхем» при хранении практически не подвергается старению и может складироваться неограниченно долго.

Группа изделий для энергетики включает в себя концевые муфты наружной и внутренней установки, соединительные и переходные муфты, а также универсальные системы для изоляции, герметизации и ремонта кабельных линий. Вся кабельная арматура выше 1 кВ имеет систему выравнивания напряженности электрического поля, которая может быть выполнена в виде отдельных элементов набора или уже нанесенной на внутреннюю поверхность изоляционной трубки. В концевых муфтах внешние изоляционные трубки обладают поверхностной эрозионной стойкостью и трекингостойкостью и обеспечивают герметизацию кабельных наконечников и наружного покрова кабелей. Область соединения кабельных жил закрывается двухслойными термоусаживаемыми трубками, которые

обеспечивают беспустотное поверхностное соединение внутреннего изоляционного и внешнего полупроводящего слоев.

Монтаж термоусаживаемых элементов производится с помощью пропан-бутановой газовой горелки, которая обычно также применяется при разделке кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией. Эти термоусаживаемые элементы поставляются в растянутом состоянии, что позволяет легко надеть их на разделанные концы кабелей. При нагревании происходит их усадка и плотное охватывание кабеля, причем термоплавкий клей и наполнитель заполняет все пустоты. Конструкция кабельной арматуры «Райхем» повторяет кабель, и арматура может, как и сам кабель, изгибаться по трассе. После окончания монтажа кабельная арматура может сразу же включаться в работу.

Кабельная арматура «Райхем» сконструирована и полностью испытана в соответствии с фирменным стандартом PPS 3013, который перекрывает требования национальных и международных стандартов, таких, как BS, CENELEC, CSN, IEC, MSZ, PN, STN, STR, VDE, ГОСТ и прочих. В распоряжении фирмы имеются протоколы испытаний кабельной арматуры «Райхем», выполненных в различных независимых институтах и в лабораториях фирмы «ТайкоЭлектрониксРайхемГмбХ», на длительное воздействие электрических нагрузок и окружающей среды.

С самого своего основания фирма «ТайкоЭлектрониксРайхемГмбХ» постоянно контролировала и регистрировала качество всех материалов на протяжении всего производственного процесса, начиная с сырья и заканчивая готовым упакованным изделием.

Материалы, так же как и наборы в целом, регулярно проходят переиспытания. Результатом хорошо организованной системы контроля и гарантии качества явилась сертификация фирмы «ТайкоЭлектрониксРайхемГмбХ», одной из первых в промышленности, в соответствии с международным стандартом ISO 9001.

Переходные муфты типа МПМНП разработаны ОАО «ВНИИКП» и выпускаются ООО «Техкабель». Эти муфты предназначены для соединения маслонаполненных кабелей низкого давления на напряжение 110 кВ с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ. Номинальное сечение соединяемых кабелей – до 630 мм^2[11].

Центральная часть муфты, состоящая из эпоксидного изолятора с центральным электродом, изготавливается и испытывается на заводе-изготовителе в соответствии с МЭК 60840 (испытание напряжением промышленной частоты и измерение частичных разрядов). Маслонаполненная часть муфты и часть муфты с полимерной изоляцией монтируются на месте установки муфты.

Размещение переходных муфт на трассе кабельной линии 110 кВ не отличается от размещения стопорных муфт МСТМНЭ-110.

Переходные муфты данного типа находятся в эксплуатации с 1998 года. За 7 лет было изготовлено более 200 таких муфт и не было обнаружено случаев их повреждения.

3.1 Классификация кабельных муфт и область их применения

Композитные концевые муфты OHVT-145C, OHVT-170C

Муфты OHVT-145C, OHVT-170C разработаны для классов напряжений от 123 до 170 кВ и для тяжелых условий окружающей среды и предназначены для полимерных кабелей различной конструкции с различными типами экранов.

Композитный корпус может поставляться с разной длиной пути утечки (до 50 мм/кВ), что перекрывает все наиболее общие и самые тяжелые условия загрязнения в соответствии с МЭК 60071-1, МЭК60071-2 и IEEE 1313.1.

Характеристики:

–легкий корпус, выдерживающий большое давление;

–конус выравнивания напряженности электрического поля изготавливается из силиконовой резины и проходит обязательные заводские испытания;

–для герметизации используются термоусаживаемые компоненты;

–не требуется специальных инструментов для монтажа муфты;

–заполнение силиконовым маслом (заливка сверху);

–изолированное основание муфты для секционирования;

–фланцы выполнены из коррозионностойкого сплава;

–муфты испытаны в соответствии со стандартами МЭК 60840 и IEEE 48.

Сухие концевые муфты OHVT-145D

Муфты OHVT-145D разработаны для классов напряжения до 110 кВ для работы в тяжелых климатических условиях и предназначены для кабелей с пластмассовой изоляцией различной конструкции с различными экранами и броней.

Полимерный корпус муфт имеет большую длину пути утечки и соответствует максимальным требованиям МЭК 60071-1, МЭК 60071-2 и IEEE 1313.1 по условиям загрязнения. Механические характеристики муфт аналогичны обычным маслонаполненным концевым муфтам в композитном корпусе.

Характеристики:

–сухой контакт поверхностей без заполнения маслом;

–прочная самонесущая конструкция;

–конус выравнивания напряженности электрического поля изготавливается из силиконовой резины и проходит обязательные заводские испытания;

–универсальный механический болтовой соединитель со срывом головок;

–быстрый и легкий монтаж, объединяющий разъемную технологию с полимерным корпусом;

–не требуются специальные инструменты для монтажа муфты;

–изолированный кабельный сальник для секционирования;

–муфты испытаны в соответствии со стандартами МЭК 60840.

Соединительные и экрано-разделительные муфты «Райхем» EHVS-145

Муфта представляет собой предварительно изготовленную на заводе конструкцию, состоящую из трех частей, для классов напряжений до 150 кВ. Она предназначена для кабелей с полимерной изоляцией с различной конструкцией экранов и металлических оболочек.

Характеристики:

–конструкция состоит из трех предварительно изготовленных на заводе частей;

–механические соединительные гильзы с самосрывающимися головками болтов;

–встроенная блокировка влаги с использованием термоусаживаемых компонентов;

–малая длина разделки кабеля;

–не требуется специальных инструментов для монтажа;

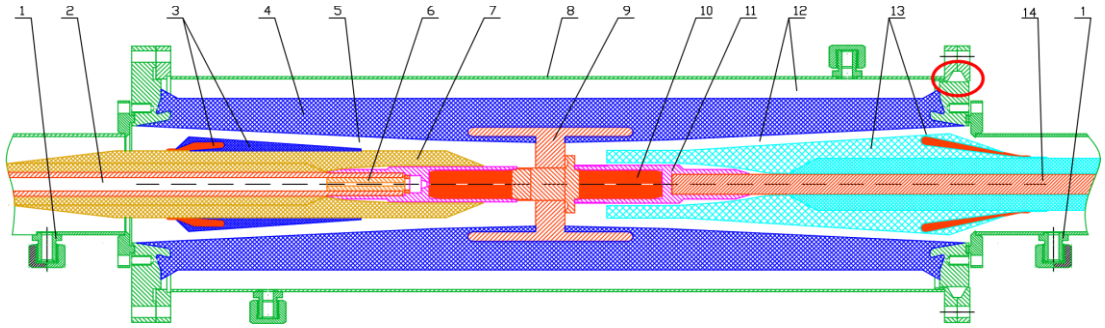
–может применяться в случаях разделения экранов;

–возможно соединение кабелей с различными сечениями;

–компоненты из силиконовой резины проходят обязательные заводские испытания;

–муфты испытаны в соответствии со стандартами МЭК 60840и IEEE 404.

На рисунке 3.1 приведена конструкция переходной соединительной муфты типа МПМНП-МС-110.



1 –штуцер для маслоподпитки; 2 – маслопроводящий канал жилы МНК; 3–эпоксидный стресс-конус; 4 – эпоксидный изолятор; 5–масло МНК-4В; 6 – стальная втулка; 7–бумажно-масляная изоляция; 8 – кожух из немагнитной стали; 9 – центральный электрод; 10–штекерный соединитель; 11 – медная гильза; 12 – жидкость ПМС-100; 13 – монолитный ПЭ стресс-конус; 14 – жила кабеля с изоляцией из СПЭ.

Рисунок 3.1 – Переходная соединительная муфта типа МПМНП-МС-10/64

Муфта типа МПМНП-МС-110 применяется для соединения строительных длин МНК сечением токопроводящей жилы 270 и 625 $мм^2$ и кабеля с изоляцией из СПЭ сечением от 185 до 1000 $мм^2$ на напряжение 110 кВ. Основные размеры этой муфты приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчетные значения конструктивных элементов центральной части переходной соединительной муфты типа МПМНП-МС-110

Элемент конструкции муфты	Значение	Примечание
Диаметр изолированной жилы	71	$d_к$ выбран для сечения 1000 $мм^2$
Толщина эпоксидного изолятора Δ, мм	40	Выбрана по переменному напряжению
Радиус закругления центрального электрода $r_{эп}, мм$	7	
Диаметр эпоксидного изолятора $d_{из}, мм$	221	
Длина центрального электрода $l_{эл}, мм$	170	Учтена необходимость экранирования неизолированных частей соединительных гильз на конце МНК и кабеля с изоляцией из СПЭ, а также размер соединителя
Расстояние между центральным электродом и выравнивающим конусом $l_{СПЭ}, мм$	90	
Расстояние $l_{макс}, мм$	60	Максимальное из значении $l_{СПЭ}, мм$
Длина эпоксидного изолятора, $l_{из}, мм$	490	

Такая конструкция имеет максимальную заводскую готовность, так как центральная часть собирается в условиях цеха, проходит приемо-сдаточные испытания и поставляется на место монтажа в собранном виде.

Приемосдаточные испытания центральной части включают в себя испытание напряжением промышленной частоты $2U_0$, а также измерение уровня частичных разрядов при напряжении $1{,}5U_0$. Центральная часть переходной муфты частично заполняется ПМС-100 для лучшего теплоотвода. Наличие в центральной части штекерного соединителя упрощает сборку и разборку муфты.

Данная конструкция переходной соединительной муфты защищена патентом на полезную модель [5]. Она обладает рядом преимуществ, которые отсутствуют в известных конструкциях стопорных и переходных муфт, используемых для соединения МНК с кабелем с изоляцией из СПЭ.

Так, известная конструкция переходной муфты на основе стопорной муфты типа МСТЬНЭ-110 кВ (рисунок3.2), содержит изолятор 1, состоящий из элементов 1-1, 1-2 и 1-3, отлитых из наполненной эпоксидной композиции [6]. Отдельные части изолятора собраны в один узел и установлены в металлическом кожухе муфты 2 из немагнитного материала, который заполняется электроизоляционным маслом. В центральной части сборного изолятора 1 установлен соединитель 3 штекерного типа. В двух сформированных камерах изолятора расположены концевая заделка МНК с усиливающей изоляцией 4 и кабеля с изоляцией из СПЭ с усиливающей изоляцией 5. Камера сборного изолятора 1-1 заполнена изоляционным маслом для МНК, а камера 1-2 – например, силиконовой электроизоляционной жидкостью.

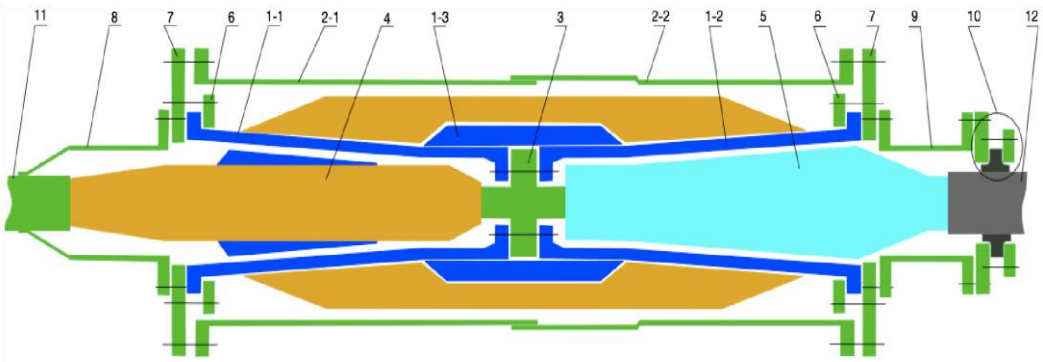


Рисунок 3.2 – Переходная муфта на основе конструкции стопорной муфты типа МСТМНЭ-110 кВ

В конструкции переходной соединительной муфты на основе МСТМНЭ-110 эпоксидные элементы изолятора 1-1 и 1-2 жестко зажаты между фланцами 6 и 7, а фланцы 7 крепятся к фланцам кожуха 2-1 и 2-2 при помощи болтового соединения. При сборке муфты половины кожуха 2-1 и 2-2 телескопически входят одна в другую и соединяются в центральной части с помощью пайки. Стороны МНК к фланцу 7 крепится фланец кожуха 8, который припаивают к свинцовой оболочке МНК 11. Со стороны кабеля с изоляцией из СПЭ к фланцу 7 крепится фланец кожуха 9, к которому присоединен узел герметизации 10, состоящий из двух фланцев и резиновой прокладки.

Недостатком данной конструкции переходной соединительной муфты является возможность перетекания при эксплуатации муфты электроизоляционных жидкостей из одной полости или кожуха муфты в другую полость, что приводит к смешиванию разнородных сред и недопустимому изменению давления в полостях муфты. Такое протекание масла и жидкости возникает из разности в коэффициентах температурного расширения эпоксидного компаунда и металла и наличия многочисленных резиновых уплотнений между частями изолятора. Нарушению герметизации способствует также циклическая нагрузка на кабельной линии, которая

периодически воздействуя на резиновые уплотнения приводит к их неравномерной деформации.

Для исключения вышеуказанного недостатка, связанного с тепловой деформацией частей муфты, предложена конструкция муфты, которая показана на рисунке 3.3.

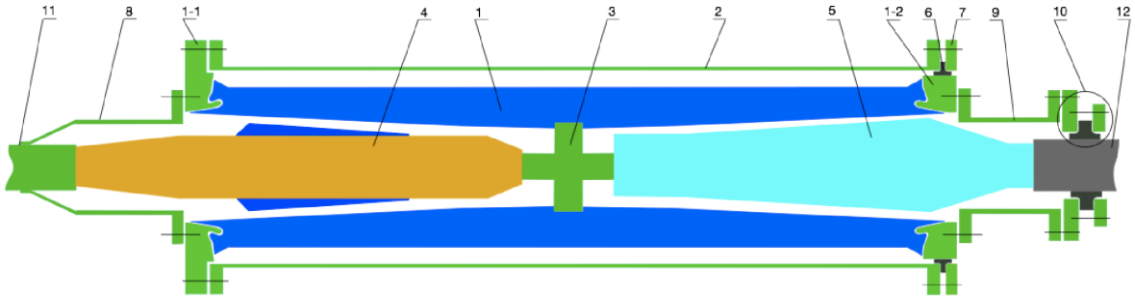


Рисунок 3.3 – Переходная соединительная муфтатипа МПМНП-МС-110/64

Переходная соединительная муфта предназначена для соединения кабеля с изоляцией из СПЭ и МНК и содержит муфты 2 из немагнитного материала, армированный фланцами 1-1 и 1-2 изолятор муфты, изготовленный в виде демонолитной отливки 1 из наполненной отливки 1, из наполненной эпоксидной композиции, соединитель штекерного типа 3, находящийся в центральной части изолятора, усиливающую изоляцию со стороны МНК 4, усиливающую изоляцию со стороны кабеля с изоляцией из СПЭ 5 и узла герметизации 10. В данной конструкции переходной соединительной муфты с целью компенсации тепловых деформаций частей муфты при температурных изменениях центральный изолятор 1 герметично устанавливается в кожухе переходной соединительной муфты 2. Изолятор жестко соединяется с помощью фланца 1-1 с фланцем кожухам муфты со стороны кабеля изоляцией из СПЭ. Такая конструкция позволяет компенсировать механические нагрузки, связанные с различными температурными коэффициентами расширения эпоксидного изолятора 1 и кожуха муфты 2. Переходная соединительная муфта разработана и испытана на напряжение 110 кВ[15].

Монолитный изолятор и использование закладных электродов при заливке дает возможность снизить габариты муфты. Это особенно важно, так как муфты предназначены для монтажа в подземном кабельном колодце размером 7000х2100х2520 мм, на стенках которого при монтаже помещается шесть муфт для двухцепной кабельной линии.

3.2 Монтаж и эксплуатация конструкции переходной муфты

Особенностью монтажа данной переходной соединительной муфты является то, что он проводится в два этапа: первый – монтаж муфты со стороны МНК, второй –монтаж со стороны кабеля с изоляцией из СПЭ.

Эти этапы выполняются в разное время различными монтажными бригадами. Маслонаполненные кабели эксплуатируются уже в течение более

чем 20 лет. Поэтому во избежание нарушения герметичности его оболочки необходимо обеспечить минимальное перемещение этого кабеля и исключить возможные изгибы при монтаже переходной соединительной муфты. С учетом этого целесообразно сначала проводить монтаж маслонаполненной части переходной соединительной муфты. Оперативный монтаж маслонаполненной части муфты также уменьшает неизбежный расход кабельного масла МНК-4В при проливе. Необходимый при монтаже запас по расстоянию осуществляют кабелем с изоляцией из СПЭ. К началу монтажа переходной соединительной муфты должны быть выполнены все строительно-монтажные работы по трассе кабельной линии и в колодце муфт согласно требованиям.

Формирование изоляции как маслонаполненной, так и полиэтиленовой части переходной соединительной муфты происходит во время ее монтажа в колодце при этом необходимо соблюдать повышенные требования к чистоте. Поэтому детали, инструмент и материалы, применяемые при монтаже, одежда рабочих должны быть чистыми. Каждый раз перед началом работы с изоляцией монтеры должны вымыть руки с мылом, насухо вытерев их. При подготовке к монтажу, соблюдая осторожность, необходимо опустить муфту в кабельный колодец так, чтобы кожух и фланцы муфты не соприкасались, и тем более не ударялись о горловину люка. Установить муфту на кронштейны, закрепив ее. Необходимо так же соорудить настил, обеспечивающий нормальные условия работы на высоте удобной для монтажа, и подготовить стойки для укладки кабеля во время монтажа муфты. Все оборудование и инструмент должны иметь резерв или замену, позволяющие в случае выхода из строя продолжить монтаж.

Монтаж маслонаполненной части переходной соединительной муфты должен проводится в строгом соответствии с инструкцией.

При подготовке к монтажу масляной части муфты необходимо взять пробы масла из банки с намоточным материалом. Характеристики проб взятого масла должны удовлетворять следующим требованиям: H$tg\delta \leq$ 0,008 при 100˚С и Е = 1 кВ/ мм и $E_{пр}$ = 180 кВ/см. Предварительно необходимо подключить бак давления вместе подпитки монтируемого кабеля.

После завершения монтажа маслонаполненных частей переходных соединительных муфт всех трех фаз кабельной линии следует приступать к монтажу муфт со стороны кабеля с изоляцией из СПЭ.

Монтаж разработанной переходной соединительной муфты со стороны кабеля с изоляцией из СПЭ должен проводится строго в соответствии с инструкцией ИМП-1-К110: «Монтаж переходных муфт типа МПМНП-110, МПМНП-М-110 иМПМНП-МС-110».

При монтаже переходной соединительной муфты со стороны кабеля с изоляцией из СПЭ можно выделить следующие основные этапы:

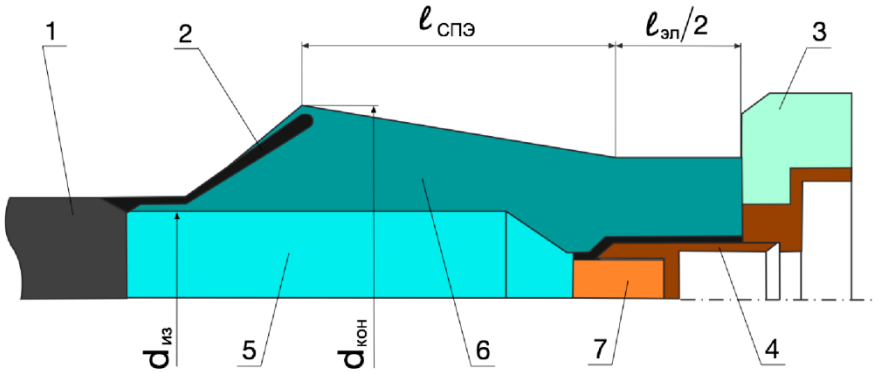
– раздел кабеля;

– формирование изоляции стресс-конуса;

– режим запекания сформированного стресс-конуса.

Раздел кабеля выполняется при помощи специального циркулярного ножа, изображенного на рисунке 3.4. Этот нож позволяет снимать электропроводящий экран кабеля, а также изоляцию кабеля с необходимой глубиной. Особое внимание при выполнении данной операции следует уделять качеству обработки изоляционной поверхности, а также качественно выполненному переходу электропроводящий экран кабеля – изоляция кабеля. Поверхность должна быть гладкой без царапин и шероховатостей, видимых невооруженным глазом. Это достигается с помощью шлифовки поверхности наждачной шкуркой.

Формирование изоляции стресс-конуса выполняется строго в соответствии со схемой приведенной на рисунке 3.4. При намотке конуса следует использовать в качестве шаблона разрезанный вдоль оси на две равные части предварительно отпрессованный выравнивающий конус.



1 – электропроводящий слой кабеля; 2 – выравнивающий конус; 3 – фторопластовый конусный вкладыш; 4 – медная гильза; 5 – изоляция кабеля из СПЭ; 6 – формируемая из СПЭ-лент изоляция стресс-конуса; 7 – жила кабеля;

Рисунок 3.4 – Схема формирования изоляции стресс-конуса со Стороны кабеля с изоляцией из СПЭ

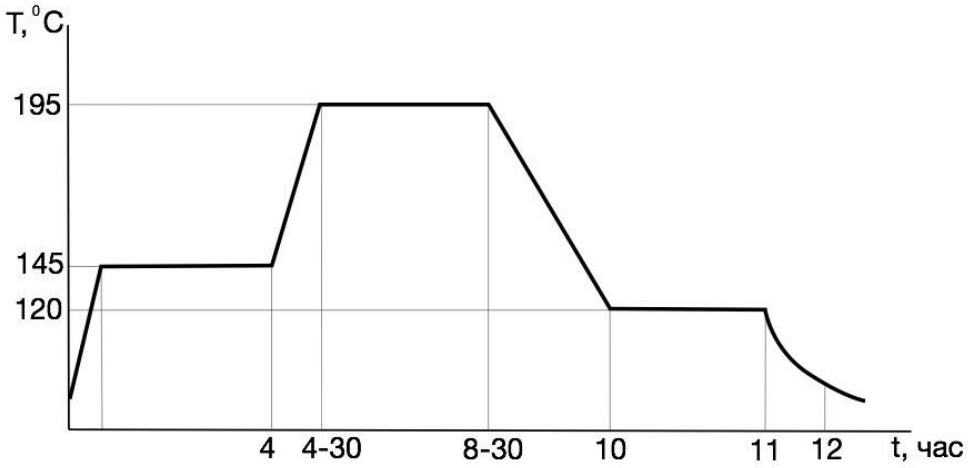


Рисунок 3.5 – Режим прессования изоляции стресс-конуса со стороны кабеля с изоляцией из СПЭ

Режим прессования сформированного из СПЭ-лент стресс-конуса выполняется в специально изготовленной для этого пресс-форме, которая оснащена нагревателем. Необходимо также предусмотреть возможность установки термопары в центральной части пресс-формы. Нагреватель и термопара должны быть подключены к терморегулятору, который позволяет осуществлять нагрев и охлаждение по специально разработанному режиму (рисунок3.5). Для исключения возникновения в процессе вулканизации полиэтилена газовых включений следует поддерживать давление азота в пресс-форме на уровне 0,6 - 0,8 МП а в течение всего режима прессования.

3.3 Оценка надежности работы переходной муфты

Оценка надежной работы переходных соединительных муфт является важной и крайне сложной задачей.

Муфта является сложным по конструкции элементом кабельной линии, в котором используются различные виды изоляционных материалов, отличающихся по электрическим характеристикам и механизму старения. Кроме того, переходная соединительная муфта объединяет два различных по конструкции кабеля: МНК и кабель с изоляцией из СПЭ. Как правило, МНК низкого давления были проложены в крупных городах в 70-х-80-х г.г. прошлого столетия и ранее, и к настоящему моменту перекладки/реконструкции по большей части выработали свой ресурс - 30 лет. Поэтому сложно разработать обоснованные рекомендации по допустимым испытательным нормам, в том числе – по максимальным напряженностям и температурам при ускоренных испытаниях муфт для оценки их срока службы.

Для приемо-сдаточных и типовых испытаний муфт на напряжение 110 кВ принята частично методика стандарта МЭК 60840 [7]. Ниже, в таблице 3.2 приведены результаты испытаний переходной соединительной муфты на напряжение 110 кВ, проведенные по этой методике.

Таблица 3.2 – Результаты испытаний переходной соединительной муфты на напряжение 110 кВ

п/п	Нормы испытаний	Результат	Примечание
	Испытание напряжением промышленной частоты 130 кВ/30мин	Пробой отсутствует	Принято в качестве приемосдаточного испытания
	Измерение уровня Ч.Р. при напряжении 130 кВ Ч.Р.≤5пКл	Ч.Р. отсутствует	Принято в качестве приемосдаточного испытания
	Испытание напряжением промышленной частоты 160 кВ/15мин с измерением Ч.Р.	Ч.Р. отсутствует	Принято в качестве приемосдаточного испытания

Продолжение таблицы 3.2

п/п	Нормы испытаний	Результат	Примечание
	Испытание напряжением грозового импульса ±550 по 10 ударов разной полярности	Пробой отсутствует	
	Испытание напряжением промышленной частоты 160 кВ/24 часа	Пробой отсутствует	Соотв.испытанию МНК

Испытания по п.п. 1, 2 и 3 табл.3.2 были приняты в качестве приемо-сдаточных и применялись при последующих испытаниях всех муфт. При этом частичные разряды измерялись с помощью ультразвукового датчика, который имеет чувствительность при фиксированной частоте в полосе 60-130 кГц не менее 30 мВ. Испытания проводились в высоковольтной лаборатории «ВНИИКП».

Для оценки срока службы переходных соединительных муфт может быть применен метод ступенчатой нагрузки, который уже нашел широкое использование при испытаниях силовых кабелей высокого напряжения. Так, эквивалентный срок службы при рабочем напряжении для кабеля рассчитывают по результатам ресурсных испытаний методом ступенчатой нагрузки следующим образом [8]:

$$T_s(U_0\theta_r) = \sum_{i=1}^{m} t_i(U_i, \theta_i) \cdot e^{\gamma(\theta_i - \theta_r)} \cdot \left(\frac{U_i}{U_0}\right)^n, \qquad (3.1)$$

Где $U_0\theta_r$ –номинальное рабочие напряжение и рабочая температура;

U_i, θ_i –напряжение и температура на i-ой ступени испытаний;

m –число ступеней;

γ –коэффициент, пропорциональный обратной величине энергии активации при тепловом старении;

n –показатель степени, характеризующий электрическое старение;

t_i –длительность i-ой ступени испытаний.

Для оценки срока службы МНК степенной показатель n принимают равным 9-10. Для оценки срока службы кабелей с изоляцией из СПЭ n увеличивают до 15 [8]. Эту цифру также приводят для оценки монолитной изоляции муфт.

Для оценки срока службы разработанной переходной соединительной муфты типа МПМНП-МС-110 использовались результаты циклических испытаний принятого прототипа муфты МСТМНЭ-110, проведенных во ВНИИКП, которые сведены в таблице 3.3. В течение каждого цикла нагрев (7ч)/охлаждение (17ч) муфта находится под напряжением.

Обработка результатов ступенчатых испытаний с показателем $n = 10$ МНК показывают возможность длительной работы (более 50 лет) переходных соединительных муфт. Следует отметить тот факт, что эпоксидная изоляция относится к высоконадежным видам изоляции фактически работает во всех видах кабельной арматуры (кабельных вводах, стопорных муфтах МНК и т.д.) уже более 30 лет.

Муфты типа МПМНПМС-110 прошли приемо - сдаточные испытания. Первые конструкции поставленных переходных соединительных муфт отработали уже 15 лет, за это время было отмечено два случая повреждения. Первый отказ был связан с повреждением муфты, в которой использовалась центральная часть стопорной муфты МСТМНЭ-110 и которая была изготовлен в 80-х годах изоляционное масло в центральной части этой муфты содержало большое количество загрязнений. Начиная с 2003 года, в конструкциях переходных соединительных муфт уже использовался усиленный эпоксидный изолятор без дополнительной подмотки, и недостатки связанные с загрязнением масла были устранены. Второй случай отказа (муфта типа МПМНП-МС-110) связан с плохим контактом, возникшим при стыковке центральной части муфты с МНК.

На протяжении ряда лет переходные соединительные муфты проходят все испытания и имеют сертификат качества, подтверждающий надежность данной продукции. Муфты, конструкция которых, разработана лично автором, эксплуатируются уже более 10 лет.

4 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности

4.1 Пожарная безопасность

Горение - химическая реакция, которая сопровождается выделением тепла и света.

Для осуществления горения необходимо:

– окислитель (кислород);

– источник возгорания;

– источник пламени.

Если речь идёт о горючих веществах, то степень пожарной опасности горючих веществ характеризуется:

– температурой вспышки;

– температурой воспламенения;

– температурой самовоспламенением.

По температуре вспышке горючие вещества делятся на:

–ЛВЖ (до 45°) температура вспышки;

–горючие (более 45°).

Температура вспышки - минимальная температура, при которой над поверхностью жидкости образуется смесь паров этой жидкости с воздухом, способная гореть при поднесении открытого источника огня. Процесс горения прекращается после удаления этого источника.

Температура воспламенения - минимальная температура, при которой вещество загорается от открытого источника огня и продолжает гореть после его удаления.

Температура самовоспламенения - минимальная температура, при которой происходит его воспламенение на воздухе за счет тепла химической реакции без поднесения открытого источника огня.

Горючие газы и пыль имеют концентрационные пределы взрываемости.

Классификация помещений и зданий по степени взрывоопасности.

Все помещения и здания подразделяются на 5 категорий:

А - взрывопожароопасные. Та категория, в которой осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, ЛВЖ с т-рой вспышки паров до 28 °С, $t_{ВСП} \leq 28$ °С; Р - свыше 5 кПа.

Б - помещения, где осуществляются технологические процессы с использованием ЛВЖ с температурой вспышки свыше 28 °С, способные образовывать взрывоопасные и пожароопасные смеси при воспламенении которых образуется избыточное расчетное давление взрыва свыше 5 кПа. $t_{ВСП} > 28$ °С; Р - свыше 5 кПа.

В - помещения и здания, где обращаются технологические процессы с использованием горючих и трудно горючих жидкостей, твердых горючих веществ, которые при взаимодействии друг с другом или кислородом воздуха способны только гореть. При условии, что эти вещества не относятся ни к А, ни к Б. Эта категория — пожароопасная.

Г - помещения и здания, где обращаются технологические процессы с использованием негорючих веществ и материалов в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии (например, стекловаренные печи).

Д - помещения и здания, где обращаются технологические процессы с использованием твердых негорючих веществ и материалов в холодном состоянии (механическая обработка металлов).

Причины возникновения пожаров

При эксплуатации подстанций возможны возникновения следующих аварийных ситуаций: короткие замыкания; перегрузки; повышение переходных сопротивлений в электрических контактах; перенапряжение; возникновение токов утечки.

При возникновении аварийных ситуаций происходит резкое выделение тепловой энергии, которая может явиться причиной возникновения пожара.

На долю пожаров, возникающих в электрических установках, приходится 20%.

Режим короткого замыкания - появление в результате резкого возрастания силы тока, электрических искр, частиц расплавленного металла, электрической дуги, открытого огня, воспламенившейся изоляции.

Причины возникновения короткого замыкания:

– ошибки при проектировании;
– старение изоляции;
– увлажнение изоляции;
– механические перегрузки.

Пожарная опасность при перегрузках - чрезмерное нагревание отдельных элементов, которое может происходить при ошибках проектирования в случае длительного прохождения тока, превышающего номинальное значение.

При 1,5 кратном превышении мощности резисторы нагреваются до 200-300 °С.

Пожарная опасность переходных сопротивлений - возможность воспламенения изоляции или др. горючих близлежащих материалов от тепла, возникающего в месте аварий (в переходных клеммах, переключателях и др.).

Пожарная опасность перенапряжения - нагревание токоведущих частей за счет увеличения токов, проходящих через них, за счет увеличения перенапряжения между отдельными элементами электроустановок. Возникает при выходе из строя или изменении параметров отдельных элементов.

Пожарная опасность токов утечки - локальный нагрев изоляции между отдельными токоведущими элементами и заземленными конструкциями.

Для обеспечения конструктивного соответствия электротехнических изделий правила устройства электроустановок - ПУЭ-2015 выделяется пожаро - и взрывоопасные зоны.

Пожароопасные зоны - пространства в помещении или вне его, в котором находятся горючие вещества, как при нормальном осуществлении технологического процесса, так и в результате его нарушения.

Зоны:

П-I - помещения, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки паров свыше 61°С.

П-II - помещения, в которых выделяются горючие пыли с нижних концентрационных пределах возгораемости > 65 г/м^3.

П-IIа - помещения, в которых обращаются твердые горючие вещества.

П-III - пожароопасная зона вне помещения, к которой выделяются горючие жидкости с температурой вспышки более 61°С или горючие пыли с нижним концентрационным пределом возгораемости более 65 г/м^3.

Взрывоопасные зоны — помещения или часть его или вне помещения, где образуются взрывоопасные смеси как при нормальном протекании технологического процесса, так и в аварийных ситуациях.

Для газов:

В-I - помещения, в которых образуются горючие газы или пары ЛВЖ, способные образовывать взрывоопасные смеси в нормальном режиме работы.

В-Iа - помещения, в которых образуются горючие газы или пары ЛВЖ, способные образовывать взрывоопасные смеси в аварийном режиме работы.

В-Iб - зоны, аналогичные В-Iа, но процесс образования взрывоопасных смесей в небольших количествах и работа с ними осуществляется без открытого источника огня.

В-Iв - зоны, аналогичные В-I, только процесс образования взрывоопасных смесей в небольших количествах и работа с ними осуществляется без открытого источника огня.

В-Iг - зоны вне помещения (вокруг наружных электроустановок), в которых образуются горючие газы или пары ЛВЖ, способные образовывать взрывоопасные смеси в аварийном режиме работы.

Для паров:

В-II - взрывоопасная зона, которая имеет место при осуществлении операций технологического процесса при выделении горючих смесей при нормальном режиме работы.

В-IIа - взрывоопасная зона, которая имеет место при осуществлении операций технологического процесса при выделении горючих смесей при аварийном режиме работы.

Меры пожарной профилактики: строительно-планировочные; технические; организационные.

Строительно-планировочные определяются огнестойкостью зданий и сооружений (выбор материалов конструкций: сгораемые, несгораемые, трудно сгораемые) и предел огнестойкости — это количество времени, в течение которого под воздействием огня не нарушается несущая способность строительных конструкций вплоть до появления первой трещины.

Все строительные конструкции по пределу огнестойкости подразделяются на 8 степеней от 1/7 ч до 2ч.

Для помещений ВЦ используются материалы с пределом стойкости от 1-5 степеней. В зависимости от степени огнестойкости определяются

наибольшие дополнительные расстояния от выходов для эвакуации при пожарах (5 степень - 50 м).

Технические меры - это соблюдение противопожарных норм при эвакуации систем вентиляции, отопления, освещения, электрического обеспечения и т.д.

- использование разнообразных защитных систем;
- соблюдение параметров технологических процессов и режимов работы оборудования.

Организационные меры - проведение обучения по пожарной безопасности, соблюдению мер по пожарной безопасности.

Способы и средства тушения пожаров

1. Снижение концентрации кислорода в воздухе;
2. Понижение температуры горючего вещества, ниже температуры воспламенения.
3. Изоляция горючего вещества от окислителя.

Огнегасительные вещества: вода, песок, пена, порошок, газообразные вещества и не поддерживающие горение (хладон), инертные газы, пар.

Средства пожаротушения:

Ручные: огнетушители химической пены; огнетушитель пенный; огнетушитель порошковый; онетушитель углекислотный, бромэтиловый.

Противопожарные системы: система водоснабжения; пеногенератор.

Системы автоматического пожаротушения с использованием средств автоматической сигнализации: пожарный извещатель (тепловой, световой, дымовой, радиационный)

Система пожаротушения ручного действия (кнопочный извещатель).

Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренчеры. Их недостаток - распыление происходит на площади до 15 м^2.

Способ соединения датчиков в системе электро пожарной сигнализации с приемной станцией м.б., - параллельным (лучевым); - последовательным (шлейфным).

4.2 Влияние электромагнитного излучения

Электростатическое поле под линией электропередачи играет определяющую роль для ВЛ 220 кВ и выше. Дело в том, что габарит от проводов до земли в середине пролета учитывает возможность передвижения под линиями транспортных средств и механизмов высотой до 5,0 м. К этой величине добавляется воздушный изоляционный промежуток, обеспечивающий исключение перекрытий на машины и механизмы, находящиеся под проводами ВЛ при наибольших воздействующих коммутационных и атмосферных перенапряжениях. Величины этих габаритов приведены в таблице 12.1 (в знаменателе). Однако при таких габаритах напряженность электрического поля на уровне земли под проводами ВЛ 220 кВ и выше будет превышать 20 кВ/м. Это значение существенно превышает

напряженности электрического поля для аналогичных условий под проводами ВЛ 220-500 кВ. Поэтому предельное значение напряженности электрического поля под проводами ВЛ СВН является основным ограничивающим показателем для ВЛ 220 кВ и выше переменного тока. Электростатическое поле создается зарядами на проводах, которые резко возрастают с ростом фазного напряжения и рабочей емкости фазы. Так, заряд фазы ВЛ 750 кВ в 3 раза больше, чем на ВЛ 330 кВ, и в 7-8 раз больше, чем на ВЛ 220 кВ, а на ВЛ 1150 кВ в 1,6-1,7 раза больше, чем на ВЛ 750 кВ.

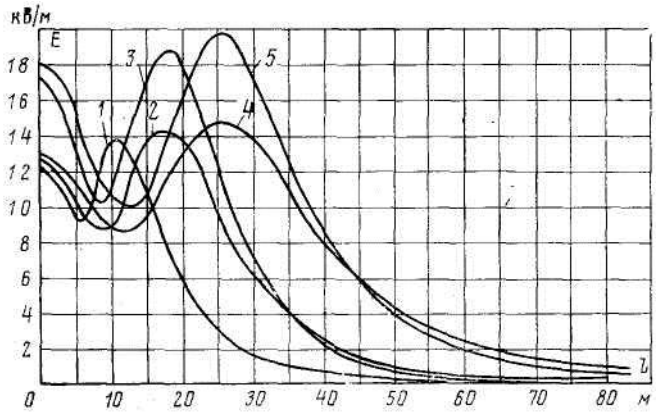
Воздействие электрического поля выражается в виде токов, напряжений и зарядов, индуцируемых в людях, животных и любых других объектах, находящихся на земле вблизи проводов ВЛ СВН. В этих случаях электростатические воздействия прямо пропорциональны напряженности электростатического поля *E,* существующего на поверхности земли или вблизи нее. Для ВЛ СВН постоянного тока, помимо напряженности электрического и магнитного поля, вблизи проводов линии происходит также повышение концентрации заряженных аэроионов, оказывающих вредное влияние на здоровье людей и животных. Эта концентрация также зависит от напряженности электрического поля.

Напряженность поля на уровне земли и вблизи нее может быть легко вычислена или замерена специальными приборами. Результаты расчетов и измерений на ряде ВЛ СВН в РК и за рубежом (США, Канада, Япония и др.) хорошо согласуются друг с другом и показывают, что наибольшая напряженность поля главным образом зависит от габарита между проводами и землей. Зависимость этого габарита от номинального напряжения линии для ВЛ 110-1150 кВ почти линейная. Влияние на наибольшую напряженность электрического поля на уровне земли таких параметров ВЛ, как конструкция фазы, число, диаметр проводов и расстояние между ними, расстояние между фазами и их взаимное расположение (горизонтальное или треугольное), менее значительно (в пределах 5%).

Исключением является применение расщепленных фаз с очень большими расстояниями между соседними проводами в фазе для ВЛ 500 кВ и выше, расположенными по окружности диаметром до 3 м. В этом случае напряженность поля под проводами увеличивается по сравнению с обычной конструкцией расщепленной фазы более чем на 20 %.

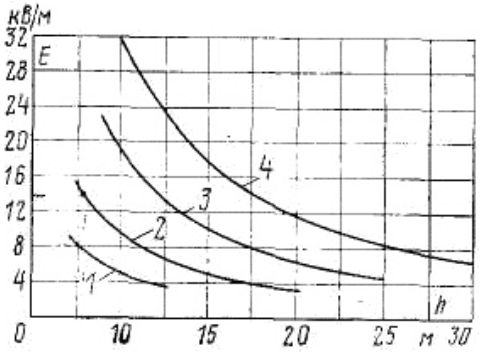
На рисунке 4.1 и 4.2 приведены осредненные результаты расчетов и измерений напряженности электрического поля переменного тока на высоте 1,8-2,0 м от земли, выполненные разными авторами. Исследования ЛПИ имени М. И. Калинина показали, что максимальная напряженность электрического поля при увеличении номинального напряжения ВЛ переменного тока свыше 1100 кВ может быть ограничена определенным допустимым значением за счет выбора соответствующих габаритов опор, схемой расположения проводов фаз и уменьшения междуфазных расстояний. Авторами делается вывод о возможности решения проблемы сосуществования людей с ВЛ напряжением до 2000 кВ переменного тока Это явление

используется для ограничения напряженности электрического поля под ВЛ 750 кВ и выше в лесных районах на просеках, а в отдельных случаях и в других районах, где на трассах ВЛ могут быть высажены кустарниковые насаждения. Для проезда и прохода по таким трассам ВЛ оставляются расчищенные от кустарника просеки шириной до 4 м вдоль проводов ВЛ. Однако исследования в этом направлении для их практического использования должны быть продолжены.



1—для ВЛ 220 кВ с габаритом до земли 8 м; 2— для ВЛ 500 кВ с габаритом до земли 12 -м; 3— то же, но с габаритом до земли 10 м; 4— для ВЛ 1150 кВ с габаритом до земли 17,5 м; 5 — то же, во с габаритом до земли 14,5 м.

Рисунок 4.1 - Зависимость напряженности электрического поля *E* в плоскости, перпендикулярной оси ВЛ СВН, в середине пролета от расстояния до оси линии *1x* на высоте 1,8-2,0 м от земли



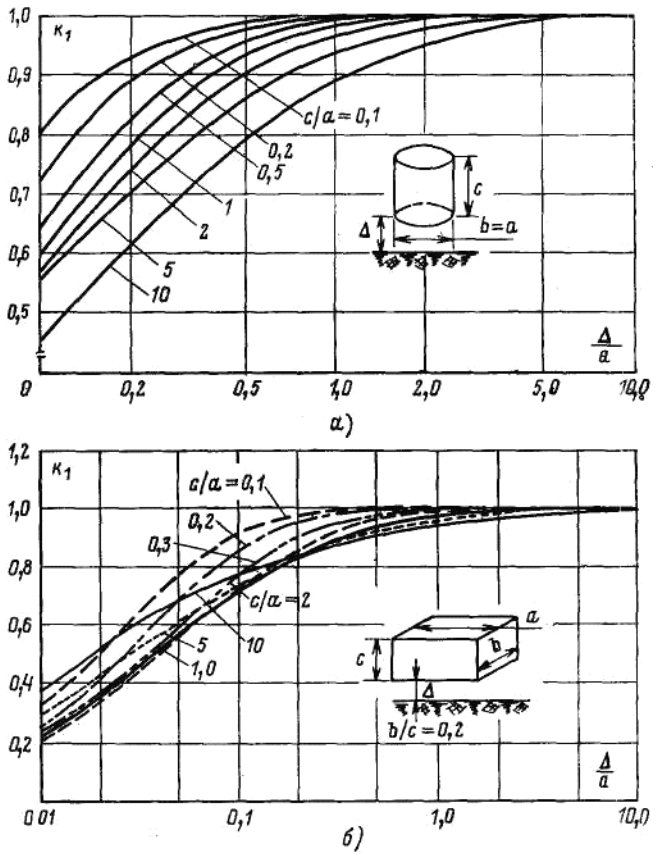
1 — для ВЛ 220кВ; 2 — для ВЛ 500кВ; 3 —для ВЛ 750 кВ; 4 — для ВЛ 1150 кВ.

Рисунок 4.2 - Осредненная зависимость напряженности электрического поля *E* под проводами ВЛ СВН переменного тока на высоте 1,8—2,0 м от земли в середине пролета от высоты проводов над землей *h*

Воздействие электрического поля переменного тока на человека происходит следующим образом. Наведенные непрерывные электрические

токи и импульсы токов возникают, когда человек, изолированный от земли (например, в резиновой обуви), касается хорошо заземленных предметов, конструкций (машин) или когда человек, имеющий хороший электрический контакт с землей (например, во влажной кожаной обуви), касается изолированного от земли предмета или машины на резиновом ходу с высоким сопротивлением шин и т. п. В этих случаях определяющими являются токи, проходящие через тело человека. В тех случаях, когда человек, находясь в электрическом поле ВЛ СВН, не касается других предметов, в его организме также имеют место различные вредные процессы, которые ограничивают время его безопасного пребывания в электрическом поле в зависимости от напряженности поля.

Несмотря на достаточно большой объем и высокую достоверность выполненных расчетов напряженности электрического поля под ВЛ СВН и токов, проходящих через человека, до настоящего времени ни за рубежом, ни в СНГ не разработаны научно обоснованные величины максимально допустимых значений напряженности электрического поля.



а — для объектов цилиндрической формы;
б — для объектов прямоугольной формы

Рисунок 4.3 - Определение коэффициентов *kf* для расчета наведенных напряжений

Это объясняется отставанием в медико-биологических исследованиях влияния электрического поля, токов и разрядов на здоровье человека.

При этом для ВЛ СВН следует различать максимально допустимую напряженность в пределах охранной зоны и за ее пределами. До разработки указанных нормативов наиболее приемлемым критерием следует считать успешный опыт эксплуатации существующих линий СВН и имеющиеся результаты медико-биологических экспериментов с людьми.

Восприятие токов промышленной частоты для большинства людей начинаются при длительно протекающем токе через человека 1 мА. Эту величину называют «порогом восприятия». При токе более 8-9 мА могут появиться болевые ощущения и мышечные судороги. Это так называемый «порог отпускания». Ток свыше 100 мА, проходящий через человека более 3 с, может вызвать смертельный исход. Исходя из этого, рекомендуется в качестве максимального допустимого установившегося значения тока через человека принимать 5-6 мА.

Рассмотрим различные виды влияния электрического поля ВЛ СВН. Человек, находящийся вблизи ВЛ СВН, может подвергаться следующим воздействиям: воздействию электрических разрядов (импульсов тока), возникающих при прикосновении человека к заземленным или изолированным от земли объектам и конструкциям; непосредственному (биологическому) воздействию при длительном пребывании в электрическом поле ВЛ СВН. напряженность которого превышает определенное допустимое значение.

Человек в электростатическом поле. Емкость человека, стоящего на земле, обычно находится в диапазоне 100-150 пФ. При этом разряды, которые может ощутить человек, изолированный от земли в момент прикосновения к заземленным объектам, происходят при наведенном на человека напряжении 920÷750 В. Заряд, который приобретает тело человека, стоящего на земле, зависит от напряженности электрического поля ВЛ у поверхности земли. Поэтому большие значения напряженности электрического поля могут вызывать неприятные ощущения при касании заземленных предметов. Отмечено, что порог таких неприятных ощущений (за рубежом эту величину называют «дискомфорт») соответствует прохождению разрядного тока через человека порядка 4-6 мА, что и принято считать допустимым при кратковременном импульсном воздействии. Этой величине соответствует напряженность электрического поля порядка 13-15 кВ/м на высоте 1,8-2,0 м от земли. Ощущение человеком кратковременного разряда происходит в результате импульса тока, проходящего при разряде в момент прикосновения. При длительном же соприкосновении (контакте) рук человека с заземленным предметом емкостный ток в указанных условиях оказывается существенно ниже 1 мА, и ощущение разряда исчезает, так как этот ток в большинстве случаев ниже порога восприятия.

Допустимая напряженность электрического поля по условию воздействия установившегося тока, проходящего через человека, составляет 15 кВ/м. При этом в наиболее тяжелом случае (касание крупногабаритных машин и .механизмов) установившееся значение тока, проходящего через

человека, не превысит 6 мА, т. е. отпускающего тока для мужчин с вероятностью 0,999.

Допустимый ток смещения (утечки), протекающий через тело человека, находящегося на земле в электрическом поле ВЛ СВН переменного тока, по данным зарубежных авторов, в США принят 0,4 мА. В РК эта величина не нормируется и зависит от установленной предельной напряженности электрического поля. Следует отметить, что максимальная напряженность электрического поля под проводами ВЛ 500 кВ в середине пролета при наибольшей стреле провеса, замеренная (и рассчитанная) в РК, находится в пределах до 13-14 кВ/м при габарите от проводов до земли не менее 8,0 м, а на ВЛ 750 кВ до 19-21 кВ/м при габарите от проводов крайних фаз до земли не менее 9,0 м и до 14-15 кВ/м при габарите от проводов до земли 11,5-12,0м.

При необходимости подъема на опоры ВЛ 220 для осмотров и измерений монтеры должны надевать экранирующие костюмы или устанавливать на месте работы со стороны ближайших проводов, находящихся под напряжением, переносные экраны в виде зонта или щита.

Изолированные от земли металлические сооружения, машины и механизмы.

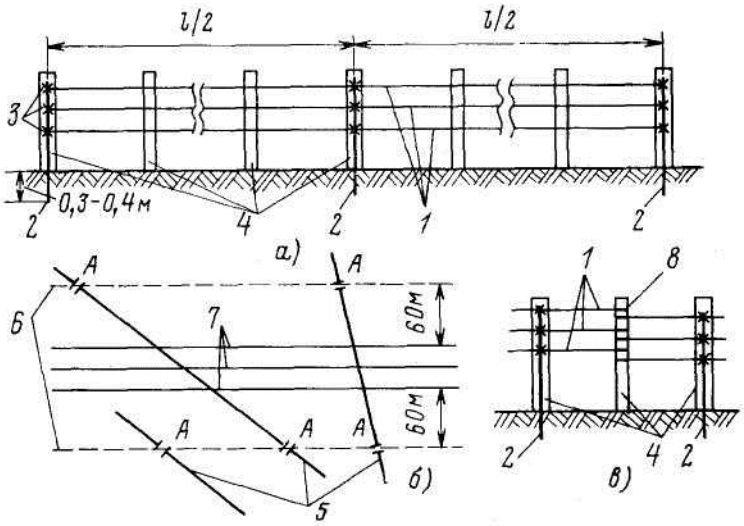
Кратковременные емкостные разряды ощущаются человеком при касании к изолированным от земли металлическим предметам, если энергия разряда оказывается больше 0,085 мДж. Эти же испытания показали, что, например, на проволочных изгородях ощутимые кратковременные разряды при касании к ним человека возникают в тех случаях, когда наведенное на проволоках напряжение будет не менее 400 В. Исходя из этой величины могут быть даны следующие рекомендации.

Проволочные заборы, шпалерная проволока на виноградниках и т. п., расположенные под углом до 30° к оси ВЛ 220 кВ, заземляются в пределах зоны, ограниченной расстоянием до 50 м в обе стороны от оси ВЛ, независимо от их протяженности. В пределах зоны, ограниченной расстоянием около 90 м, по обе стороны от оси ВЛ 220 кВ такие заборы и другие устройства должны заземляться только при их протяженности более 500 м.

Заборы, проволоки на виноградниках и другие устройства, пересекающие ВЛ 220 кВ под углом более 30°, должны заземляться в пределах зоны, ограниченной расстоянием по 50 м в обе стороны от оси ВЛ. При определении этих рекомендаций предполагалось, что длина непрерывных заборов и устройств ограничена 5 км. Выбор точек заземления должен быть таким, чтобы ни один участок заборов не остался незаземленным и был заземлен не менее чем в двух местах. Максимальное расстояние между точками заземления по условиям электростатического влияния рекомендуется не более 450-400 м.

Поэтому рекомендуется заземлять каждую проволоку под проводами ВЛ 220 кВ и в зоне, ограниченной расстоянием по 60 м в каждую сторону от крайних проводов ВЛ, по концам участка и в середине. При этом проволоки на границах указанной зоны должны быть разрезаны и их концы не должны

иметь электрического контакта между собой (рисунок 4.4). Заземление проволоки может быть выполнено присоединением ее к специальному заземлителю, погруженному в грунт на глубину не менее 0,3 м, либо присоединением к заземленной арматуре железобетонных столбов, к которым крепятся проволоки. Сопротивление заземления при этом не нормируется. Измерения показали, что наибольшие зарядные токи в проволоках, подвешенных на высоте 1,6 м от земли, под крайними фазами составляют 25-30 мкА/м для ВЛ 500кВ (13-14мкА/м для ВЛ 220 кВ) с горизонтальным расположением фаз. На расстоянии 60 м от крайней фазы ВЛ 220 кВ это величина составляет всего 0,3 мкА/м. Поэтому считается допустимым не заземлять проволоки, проходящие параллельно оси ВЛ 220 кВ, за пределами указанной выше зоны, если их длина не превышает 1 км. При расположении проволок под углом эта длина может быть увеличена в зависимости от угла между осью ВЛ и проволоками.



а — расположение заземлителей; б — расположение отдельных участков проволоки; е — изолированное крепление концов шпалерной проволоки; 1— проволока; 2 — заземлители; 3 — места электрического контакта проволок с за-землителем; 4 — столбы, удерживающие проволоки; 5 — проволоки, пересекающие опасную зону ВЛ; 6 — границы опасной зоны ВЛ 500 кВ; 7 — провода ВЛ 500 кВ; 8 — изолированное крепление проволок; А — точки, в которых разрезаются проволоки; *l* — допустимая длина заземленных проволок

Рисунок 4.4 - Заземление проволок в зоне влияния ВЛ СВН

Для ВЛ 500 кВ рекомендуется заземление проволок производить в полосе земли до 100 м по обе стороны от оси ВЛ. В связи с протяженным характером проволок, расположенных вдоль оси ВЛ СВН, помимо электростатического влияния, необходимо рассмотреть электромагнитное влияние ВЛ на эти сооружения. Для условий нормального режима работы ВЛ СВН при имеющихся реальных длинах проволочных заборов и проволок на

виноградниках (обычно до 1-2 км) наведенные напряжения и токи оказываются незначительными. Наведенные напряжения и токи замыкания на землю на автомобилях, машинах и механизмах вблизи проводов ВЛ СВНзависят от размеров (емкости на землю) машин, сопротивления резиновых шин, высоты проводов над землей и расстояния от проводов ВЛ до машины. Испытания на ВЛ 220 кВ, проведенные за рубежом, показали, что максимальные наведенные напряжения и токи имеют место под крайним проводом и равны (при высоте провода над землей 15,25 м) соответственно 900 В и 0,4 мА для легковой автомашины и 2000 В и 0,87 мА для большого бензовоза. В момент прикосновения человека к машинам в этом случае ощущался кратковременный разряд и почти никакого длительного ощущения тока. При этом уже на расстоянии около 100 м по горизонтали от крайнего провода ощущение разряда от легковой автомашины почти пропало, а наведенное напряжение было 670 В и ток 0,28 мА.

Считается, что максимально допустимая для человека энергия заряженного тела (машины) при разряде через человека составляет 0,6—0,7 мДж.

Для большинства отечественных автомашин емкость относительно земли находится в пределах 1000-2200 пФ. При этом наибольшие расчетные наведенные на них потенциалы и токи при расположении под проводами крайних фаз в середине пролета достигают следующих значений:

Напряжение ВЛ, Кв	330	500	750	1150
Наведенный потенциал, кВ	2,2	6,0	12	19
Установившееся значение стекающего тока, Ма	1,0	3,5	7,0	10,0

Учитывая это, колесные транспортные средства и механизмы на резиновых шинах при передвижении в охранной зоне ВЛ 220 кВ и выше заземляют с помощью отрезков металлической цепи с грузом, прикрепленных к раме машины и касающихся земли. При вынужденных (аварийных) остановках таких машин и механизмов в пределах охранной зоны ВЛ 500 кВ и выше для безопасности водителей и других лиц следует производить заземление машины переносным заземлителем в виде длинного металлического штыря с деревянной рукояткой, соединенного с рамкой машины при помощи гибкого проводника. При этом заземлитель должен быть установлен водителем до выхода из кабины на землю и снят только после посадки его в машину.

Бензозаправочные колонки и бензохранилища. Следует иметь в виду возможность воспламенения и взрыва горючих паров бензина от разряда при заправке машин бензином. Многочисленные опыты показали, что воспламенение возможно, если энергия разряда окажется более 0,1-0,25 мДж. Такая энергия разряда может иметь место на автомашинах и тем более на баках бензохранилищ, когда на них наводится потенциал около 800 В. Такой наведенный потенциал для крупногабаритного механизма может иметь место при напряженности электрического поля около 2 кВ/м. В связи с этим в охранных зонах ВЛ 400 кВ и выше запрещается располагать бензохранилища

(в том числе и подземные) и производить заправку автомашин и механизмов. В экстренных случаях, когда машина случайно остановилась под проводами и ее нельзя отбуксировать за пределы охранной зоны ВЛ, допускается заправка минимально необходимым количеством горючего при условии металлического соединения гибкой проволокой бака машины и канистры, из которой производится заправка. При этом рама машины также должна быть заземлена переносным заземлителем.

Здания с металлической крышей, находящиеся вблизи ВЛ 220 кВ и выше (в пределах охранной зоны), могут представлять опасность для людей из-за значительных наведенных на крышах напряжений и разрядных токов на землю. Так, например, на крыше размером около 3х6 м максимальное наведенное напряжение и ток на землю под ВЛ 500 кВ оказались соответственно 15,2 кВ и 1,44 мА. Необходимо, чтобы все металлические крыши, желоба и трубы, а также металлические каркасы зданий были постоянно заземлены. Рекомендуется также замена металлических крыш на неметаллические (шифер и т. п.).

Провода и тросы действующих и строящихся ВЛ, трассы которых проходят параллельно работающим ВЛ СВН, из-за своей значительной длины также представляют опасность для работающих на них людей. При касании незаземленных проводов (тросов) строящейся линии или отключенной для ремонта действующей ВЛ происходит разряд через тело человека электрического заряда, который пропорционален емкости провод — земля, а следовательно, длине незаземленного провода на строящейся (ремонтируемой) ВЛ. Так, в практике строительства и эксплуатации ВЛ неоднократно имели место случаи поражения персонала электрическим током наведенного напряжения. Такой случай, например, произошел при замене поврежденной гирлянды изоляторов на отключенной для ремонта ВЛ 220 кВ с деревянными опорами, проходящей на одном из участков параллельно работающей ВЛ 500 кВ. При подготовке рабочего места заземлитель переносного защитного заземления, установленного на проводах ВЛ 220 кВ, в месте ремонта был погружен в навал рыхлого грунта, имевшего включения отходов древесины. Вследствие высокого удельного сопротивления этого грунта заземлитель имел очень большое сопротивление заземления, в результате чего на проводах отключенной ВЛ 220 кВ оставалось значительное наведенное напряжение. Опускание и подъем гирлянды на траверсу опоры производились с помощью стального троса и гусеничного трактора. После закрепления новой гирлянды к траверсе электромонтер спустился с траверсы на провод и при снятии такелажного троса с провода был поражен электрическим током от наведенного на проводе напряжения.

За рубежом описан смертельный случай, который имел место при монтаже проводов ВЛ 500 кВ, проходящей на протяжении 96,5 км параллельно другой ВЛ 500 кВ на расстоянии между ними 35 м. Рабочий, стоящий на конце натяжной гирлянды изоляторов, снимал заземляющий трос с проводов фазы и упал назад. При этом ноги его находились на заземляющем

тросе, а плечо коснулось экранного кольца на конце гирлянды, соединенной с незаземленными проводами фазы.

5 Обоснование уровня необходимых затрат на содержание и эксплуатацию сетей на передачу электрической энергии

Расчет тарифа за «вход» дифференцируется по классам напряжения в точке подключения потребителя к сетям электросетевой организации по двум группам, объединяющим классы напряжения - 220/110/35 кВ и 10/6-0,4 кВ.

В тариф «за вход» включаются затраты, связанные с компенсацией:

– стоимости нормативных технических потерь;

– стоимости сверхнормативных потерь в размере 0,8 % от объема оказываемых услуг при наличии у электросетевой организации согласованной с уполномоченным органом инвестиционной программы (проекта), направленной на снижение сверхнормативных потерь;

– стоимости сверхнормативных потерь в размере до 5 % от объема (ежегодного) оказываемых услуг, при утверждении для электросетевой организации тарифа за «вход» на среднесрочный период.

Затраты на оказание услуг по энергоснабжению в тариф за «вход» не включаются.

Тарифы за «вход» по двум группам, объединяющим классы напряжения 220/110/35 кВ (далее – первая группа) и 10/6-0,4 кВ (далее – вторая группа) определяются по формулам:

$$\mathrm{T_{вх220/110/35}} = (\mathrm{Z_{220/110/35}} + \mathrm{Z_{пост}} \mathrm{b_{220/110/35}})/(\mathrm{W_{220}^{пол}} + \mathrm{W_{-0,4}^{пол}}); \quad (5.1)$$

$$\mathrm{T_{вх10/6-0,4}} = \mathrm{T_{вх220/110/35}} + (\mathrm{Z_{10/6-0,4}} + \mathrm{Z_{пост}} \cdot \mathrm{b_{10/6-0,4}})/\mathrm{W_{10/6-0,4}^{пол}}, \quad (5.2)$$

где $\mathrm{T_{вх220/110/35}}$ – тариф за «вход» по первой группе (тенге/кВтч);

$\mathrm{T_{вх10/6-0,4}}$ – тариф за «вход» по второй группе (тенге/кВтч).

$Z_{220/110/35}$, $Z_{10/6\text{-}0,4}$ – условно-переменные затраты электросетевой организации по первой и второй группам соответственно, (тыс. тенге) определяемые по формулам:

$$\mathrm{Z_{220/110/35}} = \mathrm{Z_{220/110/35}^{рвм}} + \mathrm{A_{220/110/35}} + \mathrm{П_{220/110/35}}; \quad (5.3)$$

$$\mathrm{Z_{10/6-0,4}} = \mathrm{Z_{10/6-0,4}^{рвм}} + \mathrm{A_{10/6-0,4}} + \mathrm{П_{10/6-0,4}} + (\mathrm{К} \cdot \mathrm{W_{10/6-0,4}^{пот}} \cdot \mathrm{S^{пот}}), \quad (5.4)$$

Где $\mathrm{Z_{220/110/35}}, \mathrm{Z_{10/6-0,4}^{рвм}}$ – расходы электросетевой организации на текущий и капитальный ремонты сетей первой и второй групп соответственно, не приводящие к увеличению стоимости основных средств, включаемые в затратную часть тарифа при наличии документального

технического подтверждения компетентным органом необходимости их проведения, (тыс.тенге);

$A_{220/110/35}$,$A_{10/6-0,4}$ – амортизационные отчисления основных средств и нематериальных активов(сооружений, передаточных устройств, силовых машин и оборудования), которые по бухгалтерскому учету можно отнести к определенному классу напряжения первой и второй групп соответственно, (тыс.тенге);

$П_{220/110/35}$, $П_{10/6-0,4}$– затраты электросетевой организации, связанные с компенсацией нормативных технических потерь электрической энергии по первой и второй группам соответственно (тыс.тенге), которые определяются по формулам:

$$П_{220/110/35} = W^{пот}_{220/110/35} \cdot S^{пот}; \quad (5.5)$$

$$П_{10/6-0,4} = W^{пот}_{10/6-0,4} \cdot S^{пот}, \quad (5.6)$$

где $S^{пот}$ – средневзвешенная цена покупки электрической энергии для компенсации нормативных технических и сверх нормативных потерь, приобретаемой электросетевой организацией в установленном законодательством порядке, (тенге/кВтч);

$W^{пот}_{220/110/35}$,$W^{пот}_{10/6-0,4}$– нормативные технические потери электрической энергии в сетях первой и второй групп соответственно (тыс. кВтч), определяемые по формулам:

$$W^{пот}_{220/110/35} = W^{норм}_{220/110/35} \cdot Э_{220/110/35}; \quad (5.7)$$

$$W^{пот}_{10/6-0,4} = W^{норм}_{10/6-0,4} \cdot Э_{10/6-0,4}, \quad (5.8)$$

где $W^{пот}_{220/110/35}$, $W^{пот}_{10/6-0,4}$ – нормативы технических потерь электрической энергии по первой и второй группам соответственно, утвержденные компетентным органом;

$Э_{220/110/35}$,$Э_{10/6-0,4}$– объем поступления электрической энергии в сеть первой и второй групп соответственно, (тыс. кВтч);

К– допустимый уровень сверхнормативных потерь, включаемый в тариф за «вход» определенный в размере:

– 0,8% от полного полезного отпуска, при наличии у электросетевой организации согласованной с уполномоченным органом инвестиционной программы (проекта), направленной на снижение сверхнормативных потерь;

– до 5 % от полного полезного отпуска (ежегодно), при утверждении для электросетевой организации тарифа за «вход» на среднесрочный период.

$Z_{пост}$– условно-постоянные затраты электросетевой организации, в том числе материальные затраты, фонд оплаты труда производственного

персонала, налоги и другие обязательные платежи в бюджет, амортизационные отчисления групп основных средств (зданий и строений, сооружений, передаточных устройств, силовых машин и оборудования, мобильного транспорта, компьютерного и периферийного оборудования, фиксированных активов), которые в бухгалтерском учете нельзя отнести ни к какому классу напряжения, ремонт основных средств общего назначения, прочие расходы и расходы периода**,** (тыс. тенге);

$b_{220/110/35}, b_{10/6-0.4},$ – доля условных единиц[1] по первой и второй группам соответственно в общем объеме условных единиц электросетевой организации, (в процентах);

$W^{пол}_{220/110/35}, W^{пол}_{10/6-0,4}$ – полный полезный отпуск по первой и второй группе соответственно (тыс. кВтч).

Либо фактический за четыре предшествующих квартала или за предшествующий календарный год;

Либо планируемый, подтверждённый договорами, протоколами, намерений, расчетами объемов оказываемых услуг, исходя из обязанности качественного всеобщего обслуживания и возможностей субъекта естественной монополии.

В затратную часть тарифа за «вход» не включаются затраты электросетевой организации непосредственно связанные с оказанием услуг по энергоснабжению, к которым относятся:

– сырье и материалы;

– расходы на оплату труда работников, непосредственно связанных с оказанием услуг по энергоснабжению;

– амортизационные отчисления основных средств, задействованных при оказании услуг по энергоснабжению;

– ремонты, не приводящие к увеличению стоимости основных фондов;

– прочие расходы;

– расходы периода, в том числе:

– затраты на обязательные виды страхования, предусмотренные действующим законодательством;

– аренда автотранспорта и помещений;

– расходы на аудиторские, консалтинговые, маркетинговые услуги;

– услуги банков;

– канцелярские и типографские расходы;

– услуги связи;

– техобслуживание и ремонт оргтехники.

Прибыль в тарифе за «вход» определяется в соответствии с Инструкцией по расчету ставки прибыли (чистого дохода) на регулируемую базу задействованных активов для субъектов естественной монополии, оказывающих услуги водохозяйственной и (или) канализационной систем и субъектов естественной монополии энергетического сектора.

Порядок распределения уровня прибыли по первой и второй группам, определяется по формуле:

$$УП_{220/110/35}=РБА_{220/110/35}\cdot СП; \quad (5.9)$$

$$УП_{10/6\text{-}0,4}=РБА_{10/6\text{-}0,4}\cdot СП, \quad (5.10)$$

где $СП$ – ставка прибыли, определяемая в установленном порядке, (в процентах);

$РБА_{220/110/35}$, $РБА_{10/6\text{-}0,4}$ – регулируемая база задействованных активов по первой и второй группам соответственно (тыс.тенге), которая определяется для каждой группы по формулам:

$$РБА_{220/110/35}=СП_{220/110/35}\cdot К_{за220/110/35}; \quad (5.11)$$

$$РБА_{10/6\text{-}0,4}=СП_{10/6\text{-}0,4}\cdot К_{з10/6\text{-}0,4}, \quad (5.12)$$

где $СП_{220/110/35}$, $СП_{10/6\text{-}0,4}$ – фактическая стоимость активов по первой и второй группе соответственно (тыс.тенге), определяемая следующим образом:

$$СП_{220/110/35}=СА\cdot b_{220/110/35}; \quad (5.13)$$

$$СП_{10/6\text{-}0,4}=СА\cdot b_{10/6\text{-}0.4}, \quad (5.14)$$

где СА – фактическая стоимость активов электросетевой организации, (тыс.тенге);

$К_{за220/110/35}$, $К_{з10/6\text{-}0,4}$– коэффициент задействованности активов по первой и второй группам соответственно, который рассчитывается по формуле:

$$К_{заКл.напр} = W^{собст}_{Кл.напр}/(Р^{твхн}_{Кл.напр}\cdot 8760\cdot К_{зап.гр}), \quad (5.15)$$

где $W^{собст}_{Кл.напр}$ – объем электрической энергии, который проходит через оборудование первой и второй группы классов напряжения электросетевой организации, определяемый как полный полезный отпуск за вычетом объёмов электрической энергии потребителей, заключивших прямые договора на покупку электрической энергии от энергопроизводящих организаций, (тыс. кВтч);

8760 – календарный год (в часах);

$Р^{твхн}_{Кл.напр}$ – технологическая мощность оборудования первой и второй групп классов напряжения электросетевой организации (тыс.кВтч), которая определяется по формуле:

$$Р^{твхн}_{Кл.напр} = S^{сумм}_{Кл.напр} \cdot К_{ср} \cdot 0,7, \quad (5.16)$$

где $S^{сумм}_{Кл.напр}$ – суммарная (по балансовой принадлежности) установленная мощность оборудования первой и второй группы, на момент ввода в эксплуатацию, (тыс.кВА);

$К_{ср}$– усредненный коэффициент мощности, размер которого определён: для оборудования, находящегося в центрах питания – 0,85; для отдаленного оборудования – 0,90; 0,7- коэффициент физического износа оборудования, определённый по максимальной нагрузке оборудования в последний год нормативного срока окупаемости ($T_{норм} = 6,7 лет$) и ограничивающий максимальную мощность оборудования;

$К_{зап.гр}$– коэффициент заполнения графика нагрузки, который определен по формуле:

$$К_{зап.гр} = W^{собст}_{Кл.напр}/(Р_{макс} \cdot 8760), \quad (5.17)$$

где $Р_{макс}$– максимум нагрузки по классам напряжения, определяемый электросетевой организацией в дни контрольных замеров, (тыс.кВт).

Для электросетевых организаций, не указанных, а так же электросетевых организаций, основные средства которых получены в доверительное управление, имущественный найм, по лизингу или в результате иных сделок, определяется на основе стоимости приобретения (покупки и других способов приобретения) основных средств электросетевой организации с учетом фактически произведенных (ежегодных) инвестиций, ремонтных и других видов работ за период владения и (или) пользования повлекших увеличения первоначальной стоимости основных средств, за минусом фактически начисленных на новую стоимость (ежегодных) амортизационных отчислений.

Расчет нормативов затрат на эксплуатацию и ремонт электросетевого оборудования

Нормативы затрат на эксплуатации и ремонт электросетевого оборудования должны удовлетворять следующим образом:

– единство нормативной базы для всех энергопередающих и энергоснабжающих организаций потребительского рынка электроэнергий с использованием коэффициентов привязки нормативов к местным целовиям эксплуатаций;

– базирование нормативов на действующей системе норм расхода материальных, трудовых и других ресурсов на ремонтное – эксплуатационное обслуживание, действующих инструктивных и нормативных материалов по эксплуатаций электросетей;

– стабильность нормативов в течение ряда с индексацией, обусловленной инфляционными процессам.

При формирований нормативообразующих показателей могут быть использованы следующие показатели электросетевого хозяйства энергоснабжающей организацией:

– стоимость основных производственных фондов – тыс.тенге;

– объем ремонтно-эксплуатационного обслуживания – целебных единицах.

Объекты ремонтно–электросетевого оборудования – км линий электропередачи с учетом материала опор, класса напряжения, числа цепей на опоре и единиц основного оборудований подстанций.

Нормативы, отнесенные к стоимости основных фондов, характеризуют материальные затраты, амортизационную и ремонтную составляющие.

Нормативы, отнесенные к объему обслуживание в целебных единицах, характеризуют только трудозатраты на эксплуатацию и ремонт электросетевого хозяйства, требуют дополнительного расчета целебных единиц по всем объектам электросетевого хозяйства.

Одним из недостатков этого показателя является трудность расчета по данным отраслевой отчетности.

Нормативы, отнесенные к электросетевого оборудованию, позволяют учесть все многообразие структур электросетевого хозяйства РЭК – ов.

В состав затрат включены все затраты РЭК – ов, необходимые непосредственно для оперативного и ремонтно – эксплуатационного облуживания электросетевого хозяйства.

В составе укрепленных нормативов учтены затраты на выполнение ремонта оборудования ремонтно – механическими заводами и ремонтными предприятиями, строительно – ремонтными подразделениями по ремонту зданий и сооружений, целые централизованных автохозяйств, метрологических лабораторий, учебных комбинаторов, вычислительных центров и других организаций энергообъединений.

В состав затрат включены расходы по заработной плате, амортизационные отчислений, материальные затраты и прочие затраты.

В состав расходов по оплате труда включены основная и дополнительная заработная плата, доплаты и наутавки, материальная помощь, отчисления на специальное страхование и обеспечений.

В составе материальных затрат включены затраты на основные и вспомогательные материалы, запасные цели ремонта.

В составе прочих расходов включенные плата за воду, услуги сторонних организаций, расходы на командировки, налоги и так далее. Прочие расходы распределены на два группы: изменения которых связаны с изменениями материальных затрат. При расчете структуры затрат они соответственно учитывается в составе расходов по заработной плате и материальными затратами.

В составе амортизационных отчислений также учитывается отчисления в ремонтный фонд.

Заключение

В 60-х годах прошлого века появилось первое поколение кабелей с экструдированной изоляцией, вначале с изоляцией из термопластичного полиэтилена, затем – из сшитого полиэтилена. Массовое производство кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ началось в 1971 г., в настоящее же время созданы, проложены и находятся в эксплуатации подобные кабели на напряжение до 500 кВ.

На территории стран СНГ этот вид кабелей получает все большее применение. Начата замена проложенных ранее кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на среднее напряжение и маслонаполненных кабелей на напряжение 110 кВ на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Сшитый полиэтилен представляет собой полимер, образованный молекулами полиэтилена, цепочки которых соединены между собой дополнительно поперечными связями[16]. Широкое использование сшитого полиэтилена в качестве материала изоляции силовых кабелей обусловлено его превосходными диэлектрическими качествами (высокаяэлектрическая прочность, низкий tg δ, низкая диэлектрическая проницаемость и, вследствие этого, малая емкость) и высокой температурной стабильностью, что позволяет увеличить токовые нагрузки как в режиме эксплуатации, так и в режиме короткого замыкания.

При проектировании кабельных линий 6-500 кВ наибольшее применение получили одножильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, пропускная способность которых зависит от системы заземления экранов кабелей.

Проведена классификация схем соединения экранов кабелей, выбраны и определены энергоэффективные системы заземления экранов и сечения кабелей, которая учитывает способ соединения экранов при расчете сечения токопроводящей жилы, параметры сети, условия проектирования кабельной линии.

Проанализированысуществующиеконструкциипереходныхсоединительных муфтиметодырасчетаэлектрическихполейвэтихмуфтах. Наосновеанализасуществующихконструкцийпереходныхсоединительныхмуфт на напряжение 110 кВ, ихнедостатковиположительныхрезультатовэксплуатацииопределеныдверазличныеконструкции.

Список литературы

1 Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. ISBN 978-905948-159-6. С.210.

2 Дмитриев М.В. Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6-500 кВ Санкт-Петербург 2010.

3 http://www.kegoc.kz/ru/elektroenergetika/elektroenergetika-kazahstana-klyuchevye-fakty.

4 Правила устройства электроустановок 2015.

5 Переходная соединительная муфта для соединения электрических кабелей: пат. На полезную модель 147096 Рос. Федерация. Заявлен 08.05.14: опубл. 27.10.14.

6 Бачурин Н.И. Литая изоляция высокого напряжения. М.: Л.: Госэнергоиздат, 1963. 139 с.

7 Vogelsang R. et al. Silicon technology for reliable performance of joints and terminations for high voltage polymer power cables: 8 th International Conference on Insulated Power Cables. Versailles, 2011. p.p. 635-639.

8 Anderson H.C. et al. Development and installation of 138 kV cable systems for tests at EEI Waltz Mill Station: IEEE International Symposium on Electrical Insulation. Portland.

9 Пешков И.Б. Кабели и провода. Основы кабельной техники. М.: Энергоатомиздат, 2009. 470 с.

10 Стандарт МЭК 62067 Силовые кабели с экструдированной изоляцией и арматура на рабочее напряжение выше 150 кВ (Um = 170 кВ) до 500 кВ (Um = 550 кВ).

11 Ветлугаев С.С. идр. Соединение кабелей высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена: Энергетик№12. Москва, 2002. стр. 26-28.

12 Техника высоких напряжений /В.Ф. Важов, Ю.И. Кузнецов, Г.Е. Куртенков и др. – Томск: изд-во ТПУ, 2010.

13 Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110-220 кВ Камкабель 2010.

14 Филиппов А.С., Филиппов В.А. Ремонт и монтаж кабельных линий. Часть 1 Техноперспектива 2005.

15 Халилов Ф. Кабели с изоляцией из СПЭ как средство построения умных сетей // *Кабель-NEWS*. - 2011. - № 5.

16 Брошюра ABB. Кабельные системы с изоляцией из сшитого полиэтилена. Руководство пользователя.