

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

На правах рукописи



Казакова Светлана Алексеевна

**ИССЛЕДОВАНИЕ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ
И РАЗРАБОТКА ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ
ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ**

Специальность 05.14.12 – «Техника высоких напряжений»

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Овсянников Александр Георгиевич

Новосибирск – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ОСНОВЫ ИХ БЕЗОПАСНОСТИ	11
1.1 Виды и схемы ремонтных работ под напряжением	11
1.2 Виды вредных воздействий на человека при проведении ремонтных работ под напряжением и методы защиты от них	20
1.3 Минимальные изоляционные расстояния	24
1.4 «Проблемные» места выполнения ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях 220, 330 и 500 кВ	35
1.5 Выводы и постановка задач исследований	43
ГЛАВА 2 РАЗРЯДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЗДУШНЫХ ПРОМЕЖУТКОВ В ЗОНЕ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ	46
2.1 Оценка напряжения перекрытия изоляционных промежутков в зоне ремонтных работ под напряжением	46
2.2 Выводы по главе	60
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 И 500 кВ	61
3.1 Выбор схем электропередачи, видов и условий коммутаций	61
3.2 Расчёт кратности коммутационных перенапряжений	67
3.3 Статистические оценки длительности фронтов коммутационных перенапряжений	81
3.4 Выводы по главе	83
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА АППАРАТОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЗОН ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 И 500 кВ	84
4.1 Защитные искровые промежутки	84
4.2 Разработка защитных аппаратов на основе нелинейных ограничителей перенапряжения	87

4.3 Высоковольтные испытания защитных аппаратов ОПН-ПРН	99
4.4 Возможные места и способы установки аппаратов	105
4.5 Выводы по главе.....	106
ГЛАВА 5 СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	107
5.1 Общие подходы	107
5.2 Зарубежный опыт оценки экономической эффективности ремонтных работ под напряжением	109
5.3 Учёт дополнительных показателей эффективности ПРН в условиях российского рынка электроэнергии и мощности	115
5.4 Выводы по главе	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	125
Приложение А Вклад соискателя в публикации.....	138
Приложение Б Акт о внедрении научных положений и выводов диссертации (копия).....	139
Приложение В Протокол высоковольтных испытаний опытных образцов защитных аппаратов	140
Приложение Г Установка защитного аппарата ОПН-ПРН-500 в середине пролёта ВЛ 500 кВ под напряжением (проект технологической карты).....	153
Приложение Д Анализ электрогенерации Бийской ТЭЦ	163
Приложение Е Расчётные схемы при использовании Г-образной схемы замещения ВЛ	166

ВВЕДЕНИЕ

Основными элементами связи при объединении энергосистем являются воздушные линии электропередачи (ВЛ) классов напряжения (220 – 750) кВ. Усиление требований к надёжности межсистемных ВЛ со стороны межсистемного оператора и увеличение экономических потерь при их отключениях обуславливают актуальность обслуживания и ремонта ВЛ без снятия напряжения. Производство ремонтных работ под напряжением (ПРН) практикуется в России и в других странах уже много лет. Разумеется, ПРН имеют право на существование только при обязательном обеспечении безопасности ремонтного персонала. В этой проблеме, наряду с общими правилами охраны труда при работе в электроустановках свыше 1000 В выделяют три специфических вопроса. Первый вопрос – разработка безопасных технологий и специальная профессиональная подготовка ремонтного персонала в учебных центрах и на полигонах. Большой вклад в решение этого вопроса внесли коллективы ОРГРЭС, ПО ДЭП, СибНИИЭ и других организаций, а также ведущие специалисты: И.Г. Барг, С.В. Полевой, В.А. Сибирцев, А.М. Батраков, В.П. Дикой, Н.М. Коробков, О.В. Богданов и др.

Второй вопрос связан с защитой персонала от воздействия электрических и магнитных полей промышленной частоты, напряжённости которых (особенно электрического поля) в зонах ПРН заметно превышают допустимые нормы. В число вредных факторов входят также повышенные концентрации озона, окислов азота и аэроионов, которые возникают из-за короны на проводах и арматуре работающей линии. Для снижения влияния указанных факторов на здоровье ремонтного персонала были разработаны санитарно-гигиенические нормы ограничительного характера и средства защиты. Большую роль в их разработках сыграли Н.Б. Рубцова, Э.П. Каскевич, Г.Ф. Плеханов, Б.М. Савин, В.В. Смекалов и др.

Третий в данном перечислении, но главный, по сути, вопрос, связан с исключением перекрытий. Этот вопрос, называемый в данной работе обеспечением электробезопасности, решают предварительной проверкой достаточности изоляционных расстояний в зоне ПРН. Они должны быть больше минимальных допустимых расстояний между потенциальными и заземлёнными элементами, которые регла-

ментируются национальными стандартами и обеспечивают требуемое разрядное напряжение воздушных промежутков в зоне ПРН при воздействии случайных коммутационных перенапряжений. Исследования разрядных напряжений изоляции и перенапряжений, представленные в работах Г.Н. Александрова, Г.В. Подпоркина, О.В. Волковой, А.Р. Корявина, А.С. Гайворонского и других учёных послужили основой работ по обеспечению электробезопасности ПРН.

Вероятность перекрытия промежутков в зоне ПРН напрямую связана и с характеристиками коммутационных перенапряжений. Исследования перенапряжений и разработка способов их ограничения проводились Ф.Х. Халиловым, Г.А. Евдокуниным, К.П. Кадомской, В.Е. Качесовым, И.Е. Наумкиным и др.

Ряд задач обеспечения безопасности ПРН продолжают оставаться в поле внимания исследователей многих стран. К таким задачам можно отнести, прежде всего, оценку степени риска ПРН при недостаточных изоляционных расстояниях в зоне ПРН. Подобные ситуации возникают при необходимости обслуживания ВЛ на некоторых типах опор эксплуатируемых линий и неизбежно возникнут на будущих линиях компактного исполнения. Решение вопроса электробезопасности ПРН в таких случаях могли бы облегчить мероприятия по ограничению перенапряжений. Однако, специальные защитные аппараты для ограничения амплитуды возможных коммутационных перенапряжений и предотвращения, тем самым, перекрытия изоляционных промежутков в зоне ПРН, отсутствуют. Их создание имеет хорошие перспективы на внедрение. Конечно, разработка защитных аппаратов немыслима без формирования требований к ним на основе детальных расчётов случайных перенапряжений с учётом различных влияющих факторов, разрядных характеристик промежутков в зоне ПРН и т.д. Решение перечисленных вопросов весьма актуально.

Кроме того, существуют и более мелкие, но требующие актуализации вопросы. Одним из них можно назвать оценку экономической эффективности ПРН, которая не пересматривалась более полувека.

Объектом исследования являются ремонтные работы под напряжением на воздушных линиях электропередачи классов напряжения 220 и 500 кВ.

Предметом исследования являются разрядные характеристики изоляционных промежутков в зоне ПРН, коммутационные перенапряжения и средства их ограничения.

Связь темы диссертации с общенаучными программами. Работа выполнялась в соответствии с научными направлениями технического комитета № 78 «Работы под напряжением» Международной электротехнической комиссии (МЭК), в том числе, для разработки новой редакции базового стандарта IEC 61472: Live working – minimum approach distances for AC systems in the voltage range 72.5 kV to 800 kV – a method of calculation.

Целью работы является повышение электробезопасности персонала при выполнении работ под напряжением на воздушных линиях высокого напряжения. Защиту ремонтного персонала от перекрытия изоляционных промежутков в зоне ПРН предлагается выполнять с помощью защитных аппаратов для ограничения амплитуды коммутационных перенапряжений, которые могут случайно возникнуть во время работ. Для достижения этой цели в работе были поставлены и решены следующие научно-технические задачи:

- провести обзор технологий мировых ПРН с выделением вопросов обеспечения электробезопасности;
- произвести расчёты коммутационных перенапряжений, которым могут подвергнуться изоляционные промежутки, оснастка и ремонтный персонал;
- оценить разрядные характеристики изоляционных промежутков в зоне ПРН и влияние на них различных факторов;
- разработать технические требования к защитным аппаратам на основе нелинейных ограничителей напряжения (ОПН), которые можно применить для обеспечения безопасности персонала при ПРН на ВЛ 220 и 500 кВ;
- изготовить опытные образцы защитных аппаратов и провести их высоковольтные испытания;
- оценить диапазон сокращения допустимых изоляционных расстояний в зоне ПРН или снижение риска ПРН за счёт применения защитных аппаратов;

- разработать проект технологической карты по монтажу защитных аппаратов;
- предложить коррективы оценки экономической эффективности, учитывающие особенности сложившегося рынка электрической энергии и мощности.

Методы исследования. В процессе выполнения исследований проводился анализ и обобщение литературных данных по тематике исследований, расчёты по универсальным и специализированным компьютерным программам, высоковольтные испытания защитных аппаратов. При обработке результатов испытаний и результатов расчётов применялись методы математической статистики и теории вероятностей.

На защиту выносятся:

- 1 Дополнения в методику расчёта разрядных напряжений воздушных изоляционных промежутков в зоне производства работ под напряжением, связанные с учётом конструкции и размеров опоры, взаимного расположения зоны ПРН и проводов линии.
- 2 Результаты расчётов кратности перенапряжений и их распределения по длине линий классов напряжения 220 и 500 кВ при случайных однофазных коротких замыканиях и автоматических повторных включениях, в том числе, перенапряжений, ограниченных с помощью разработанных защитных аппаратов.
- 3 Определённое расчётным путём интегральное распределение плотности вероятности длительности фронта коммутационных перенапряжений при коротких замыканиях и автоматических повторных включениях.
- 4 Технические требования и конструкции защитных аппаратов ОПН-ПРН 220 и 500 кВ, результаты высоковольтных испытаний опытных образцов и проект технологической карты по их монтажу на линии.
- 5 Дополнение в оценку экономической эффективности ПРН, связанное с оптимизацией загрузки генерирующих мощностей на время ремонтного периода.

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность полученных данных обеспечена применением в экспериментах сертифицированного испытательного оборудования, поверенных измерительных приборов и стандартных методов высоковольтных испытаний, корректным использованием аппарата волновых процессов для расчётов коммутационных перенапряжений в линиях электропередачи и лицензированного программного обеспечения.

Обоснованность выводов и рекомендаций работы подтверждена публикациями результатов исследований. Вклад соискателя в публикации определён в Приложении А.

Научная новизна работы

1. Определены основные характеристики коммутационных перенапряжений, возникающих при однофазном коротком замыкании и автоматическом повторном включении на ВЛ 220 и 500 кВ и влияющих на электрическую прочность изоляционных промежутков в зоне ПРН:
 - зависимости кратности перенапряжения от вида и взаимного расположения места короткого замыкания и места проведения ремонта по длине линии;
 - распределения плотности вероятности по длительности фронта перенапряжений.
2. В рекомендованной МЭК методике расчёта минимальных изоляционных расстояний введены корректирующие коэффициенты, учитывающие влияние на электрическую прочность воздушных изоляционных промежутков длительности фронта коммутационных перенапряжений, конструкции и размеров опоры, а также взаимного расположения зоны ПРН и проводов линии. Эти же корректировки могут быть использованы в вероятностной методике оценки степени риска ремонтных работ под напряжением.
3. На основе полученных данных по перенапряжениям и разрядным характеристикам изоляционных промежутков в зоне ПРН разработаны основные технические требования к защитным аппаратам ОПН-ПРН.
4. Определены минимальные допустимые изоляционные расстояния в зоне производства ремонтных работ под напряжением на линиях 220 и 500 кВ при

условии ограничения коммутационных перенапряжений разработанными защитными аппаратами.

Теоретическая значимость работы заключается в развитии методики расчёта разрядного напряжения изоляционных промежутков в зоне ПРН, определяющей выбор допустимых расстояний между ремонтником на потенциале провода и заземлёнными предметами, а также уровень требуемого ограничения случайных коммутационных перенапряжений.

Практическая значимость результатов работы заключается в том, что за счёт применения разработанных защитных аппаратов обеспечивается возможность проведения работ под напряжением на линиях 220 и 500 кВ со сниженными изоляционными расстояниями и без вывода из работы устройств автоматического повторного включения. Совокупность полученных результатов создаёт основу для решения важной научно-технической задачи по обеспечению бесперебойного электроснабжения потребителей энергии. Копия акта о внедрении научных положений и выводов диссертации приведена в Приложении Б.

Реализация работы. Опытные образцы ОПН-ПРН 220 и 500 кВ переданы в опытно-промышленную эксплуатацию в ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС». Рекомендации по применению защитных аппаратов ОПН-ПРН 220 и 500 кВ внедрены в МЭС Сибири с суммарным ожидаемым годовым экономическим эффектом 460 тыс. руб. при сроке окупаемости капитальных вложений менее двух лет.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих форумах: международной молодёжной н.-техн. конф. «Энергосистема и активные адаптивные электрические сети: проектирование, эксплуатация, образование» Самара, 2010 г.; 7-м семинаре Общественного Совета специалистов Сибири и Дальнего Востока по диагностике электрических установок, Хабаровск, 2012 г.; пятой Российской научно-практ. конференции с международным участием "Линии электропередачи 2012: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс", Новосибирск, 2012 г.; 18-м международном симпозиуме по технике высо-

ких напряжений (ISH), Сеул, Корея, 2013 г.; I-й международной научн. конф. «Электротехника. Энергетика. Машиностроение», Новосибирск, 2014 г.

Личный вклад. Соискатель принимал участие в разработке программы исследований, проводил сбор и анализ необходимой информации, расчётах перенапряжений и разрядных характеристик; участвовал в разработке основных требований к защитным аппаратам и согласование их с изготовителем, разработке рекомендаций по применению защитных аппаратов и способу их установки. Личный вклад в работах, опубликованных в соавторстве, составляет не менее 50 %.

Публикации. Содержание работы изложено в 11 научных трудах, в том числе, в 4-х статьях периодических изданий по перечню ВАК и в докладе на международном симпозиуме по технике высоких напряжений.

Структура и объём диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 115 наименований и шести приложений. Содержание изложено на 167 страницах машинописного текста, который поясняется 62 рисунками и 27 таблицами.

ГЛАВА 1 ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ОСНОВЫ ИХ БЕЗОПАСНОСТИ

1.1 Виды и схемы ремонтных работ под напряжением

На воздушных линиях электропередачи (ВЛ) напряжением выше 1000В распространены две схемы выполнения работ по обслуживанию и ремонту без снятия напряжения [1 – 20]. Они отличаются расположением ремонтников относительно заземлённых и находящихся под потенциалом частей ВЛ.

1 Схема «провод – изоляция – человек – земля». По этой схеме работы выполняются с помощью инструментов с изолирующими ручками, изолирующих перчаток и нарукавников, изолирующих штанг, манипуляторов, а также накладок и кожухов, закрывающих элементы ВЛ, находящиеся под потенциалом провода или наведённым напряжением. Работы под напряжением (ПРН) по первой схеме в основном применяются в распределительных сетях и электроустановках средних классов напряжения не выше 35 кВ в России и до 72 кВ за рубежом. Примеры некоторых работ приведены на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1– Ремонтные работы на линиях средних классов напряжения

2 Схема «провод – человек – изоляция – земля» предназначена для выпол-

нения работ с непосредственным касанием провода или других элементов ВЛ, находящихся под напряжением. Вторая схема ПРН получила наибольшее распространение на линиях электропередачи (220 –750) кВ. Чаще других выполняются следующие виды ПРН:

- замена отдельных пробитых фарфоровых или разбитых стеклянных тарельчатых изоляторов в изолирующих подвесках проводов;
- замена повреждённых стержневых полимерных и фарфоровых изоляторов;
- замена гирлянд фарфоровых тарельчатых изоляторов целиком;
- замена сломанных дистанцирующих распорок расщеплённых проводов;
- замена и ремонт экранов, зажимов и другой арматуры;
- ревизия и ремонт проводов в лодочках зажимов и в пролётах, замена или установка ремонтных муфт;
- замена, ремонт или установка гасителей вибрации;
- замена или установка балластов на поддерживающих зажимах;
- снятие набросов проволок с проводов линии и изолирующих подвесок.

К перечисленным работам можно добавить и другие виды ПРН. Особо сложными из них являются работы по замене грозозащитного троса на новый, в том числе, со встроенным оптоволоконным кабелем связи. В ряде случаев, для повышения грозоупорности ВЛ параллельно изолирующим подвескам проводов, монтируют линейные разрядники, выполненные на основе ограничителей перенапряжения (ОПН). Специфическим видом ПРН является обмыв изоляции.

Самыми «неудобными» для ПРН являются ВЛ классов напряжения близких или равных 110 кВ. В линиях этих классов напряжения из-за малых воздушных промежутков между проводами и заземлёнными частями опор уже практически невозможно реализовать вторую схему работ, т.е. работу на потенциале провода. Затруднена и работа операционными штангами. По этой причине работы под напряжением на ВЛ 110 кВ большого распространения не получили. Есть и другая объективная причина не проводить обслуживание этих линий под напряжением, т.к. они, как правило, зарезервированы, и могут выводиться в ремонт с полным отключением.

Обслуживание и ремонт ВЛ классов напряжения (220 – 750) кВ без их отключения проводятся в России, большинстве стран Европы, в Канаде, США, Австралии, Японии, Китае, Аргентине, Бразилии и др. Подробный обзор технологий ПРН, применяемых в этих странах, приведён в [4]. В настоящей работе обсуждаются только основы российских технологических схем и некоторые схемы ПРН, не вошедшие в упомянутый обзор.

Основное различие технологических схем ПРН на промежуточных опорах состоит в способах транспортировки верхового электромонтёра на провод ВЛ. Одним из основных является способ «качающегося маятника», разработанный в Венгрии [10] и принятый за основу в России [12 – 17]. Способ включает следующие технологические операции. На траверсе опоры подвешивается на полимерном изоляторе 1 монтёрское сиденье 2 (рисунок 1.2).

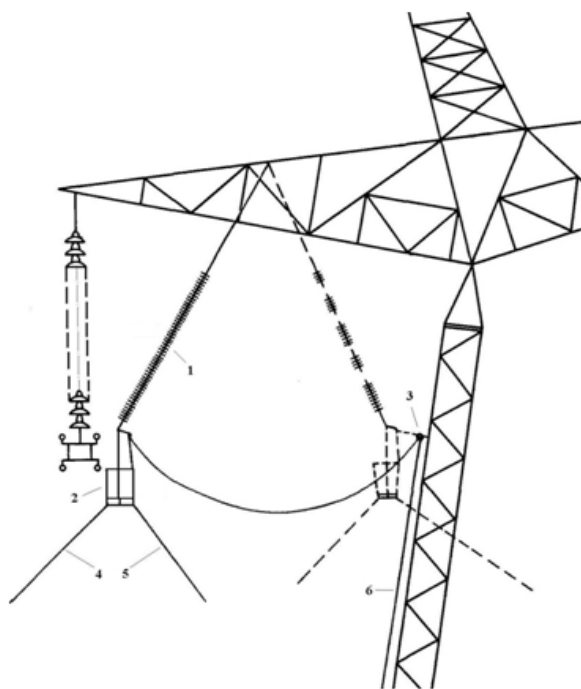


Рисунок 1.2– Доставка электромонтёра на потенциал провода методом «маятника»: 1 – полимерный изолятор; 2 – монтёрское сиденье; 3 – блок; 4, 5, 6 – изолирующие канаты

С помощью изолирующих полипропиленовых канатов 4 – 6 и блока 3 сиденье подводится к стойке опоры. Монтёр, одетый в экранирующий комплект,

транспортируется в сиденье к проводу ВЛ с помощью изолирующих канатов членами бригады, находящимися на земле. При приближении к проводу монтажник с помощью потенциальной штанги переносит на кабину и свой экранирующий костюм, потенциал провода, фиксирует рабочее положение кабины у зажима и, далее, выполняет необходимые ремонтные работы.

Для замены дефектных изоляторов провод временно подвешивается на стержневых полимерных изоляторах, освобождённую гирлянду опускают на землю, где и производят замену изолятора. В некоторых модификациях этой технологии гирлянду только приспускают так, чтобы повреждённый изолятор оказался на уровне провода, где электромонтёр с помощью стяжного устройства самостоятельно производит замену изолятора.

Для работы на проводе в пролёте, например, при замене дистанционных распорок расщеплённых проводов, монтажник устанавливает передвижную тележку, садится в неё и перемещается либо самостоятельно, либо с помощью наземных членов бригады, которые тянут тележку изолирующими канатами к месту работы, где она и фиксируется для удобства выполнения работ.

Доставка верхового электромонтёра на потенциал методом “маятника”, проста, но требует физических усилий низовых электромонтёров при транспортировке верхового ремонтника от стойки опоры к проводу. Кроме того, в этих технологиях воздушный промежуток «провод – стойка опоры» частично шунтируется стулом, рукой монтажника, штангой и дугой в момент переноса потенциала. При этом воздушный промежуток сокращается, что может оказаться достаточно опасным для ПРН, особенно, в проблемных случаях (см. п.1.4).

В некоторых технологиях монтажника доставляют на потенциал по более «безопасным» траекториям, например, с помощью изолирующей «лестницы-маятника», закреплённой верхним концом на траверсе опоры через карданный шарнир. Изолирующим канатом нижний конец лестницы подводится к стойке опоры, и ремонтник переходит на неё. Монтажники, стоящие на земле, изолирующими канатами подводят лестницу к проводу, а ремонтник поднимается по лестнице вверх. Не доходя 1 м до провода, он специальной штангой переносит потенциал

провода на свой экранирующий комплект, после чего поднимается к проводу, страхуется поясом и производит ремонтные операции, стоя на лестнице. Благодаря движению снизу вверх, исключается шунтирование воздушного промежутка «провод – стойка опоры», что снижает вероятность перекрытия в нём. Конечно, работа ремонтника с лестницы требует усилий и сноровки.

Попытки избавиться от некоторых недостатков «маятниковых» схем путём замены колебательного движения подвесной кабины на поступательное движение параллельно траверсе опоры значительно увеличивают количество требуемой оснастки и время на её монтаж. В одном из вариантов подобной технологии под траверсой опоры закрепляется балка – рельс с подвижной кареткой. К каретке на полимерном изоляторе подвешивается монтерская кабина. С помощью изолирующих канатов кабина или каретка перемещается от стойки опоры к проводу и наоборот. Аналогичный принцип положен в основу технологических схем, где вместо жёсткой балки используется гибкий направляющий канат, закреплённый под траверсой. Перемещение каретки по направляющему канату осуществляют с помощью изолирующего каната.

В описанных выше технологиях электромонтёра перемещают на провод со стойки опоры по горизонтальной траектории. Существуют также схемы, в которых реализован способ перемещения верхового электромонтёра по вертикали. Так, например, в ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС» [4] разработана технология ПРН на ВЛ 330 кВ, в которой изолирующая лестница подвешивается на провод крюками. Нижняя часть лестницы снабжена гибким трапом, свисающим до земли. Электромонтёр поднимается с земли сначала по гибкому трапу, а затем по жёсткой лестнице вверх. Не доходя до провода, он штангой переносит потенциал провода на экранирующий комплект, после чего поднимается до уровня провода и переходит в тележку. Электромонтёра страхуют изолирующим канатом, пропущенным через блок на траверсе лестницы. Несмотря на очевидную простоту и малое количество оснастки, данный способ требует от верхового монтёра навыка движения по гибкому трапу, а также больших физических усилий при подъёме на высоту.

Очень эффективны также способы доставки монтера в любую точку пролёта ВЛ с помощью шарнирных вышек с изолирующим звеном, разработанных для ПРН всех классов напряжения вплоть до 765 кВ.

Ещё более прогрессивными способами доставки электромонтера к проводу пользуются во Франции, где вертолёт доставляет монтерскую тележку в пролёт ВЛ, а затем, по мере необходимости, электромонтер работает в этом месте или перемещается в тележке по проводу к другому месту провода, требующему ремонта [9]. В США и ряде европейских стран некоторые ремонтные работы производятся непосредственно с борта вертолёта или с закреплённой на нём платформы. При этом удерживание вертолёта в нужном положении требует высокого мастерства пилотов.

Гораздо более простым с пилотажной точки зрения является способ доставки монтеров вертолётom к месту ремонта на длинной, порядка (50 – 60) метров, изолирующей подвеске. Вертолёт с сиденьем, в котором размещается от одного до трёх верховых электромонтеров, зависает над требуемой точкой высадки выше проводов и грозозащитных тросов ВЛ, после чего мастер, находящийся в кабине вертолёта, с помощью электролебёдки спускает монтеров на опору или на провод. Влияние нестабильного положения вертолёта гасится инерцией большой длины подвески, а использование электролебёдки обеспечивает плавность вертикального перемещения электромонтеров [1].

Вертолётные технологии ПРН имеют ряд специфических достоинств. Они, эффективны в труднодоступных участках местности (горы, болота). Зачастую вертолёты используются не только для доставки электромонтеров на провод и на опоры, но и для транспортировки заменяемых деталей большого веса: гирлянд изоляторов, зажимов, экранной арматуры. В случаях двухцепного исполнения изолирующих подвесок, вертолёты используются для ослабления механической нагрузки на заменяемой гирлянде изоляторов. Успешно производится обмыв гирлянд изоляторов с вертолёта. Вертолёт с запасом моющего раствора и гидромонитором перемещается по вертикали сбоку и вдоль обмываемой гирлянды изоляторов сначала снизу вверх, а затем, наоборот, сверху вниз.

Технологические схемы ПРН на промежуточных опорах, которые тем или иным способом используют траверсу опоры для крепления оснастки, непригодны для анкерных опор. В ЮАР [1], США, Канаде для работ на натяжных гирляндах ВЛ 230, 400 и 500 кВ, применяют изолирующие лестницы, располагаемые горизонтально под гирляндами или вертикально (рисунок 1.3). В польской технологии [2] электромонтёр поднимается к зажиму провода по вертикальной изолирующей лестнице (рисунок 1.4). Очевидно, что использование лестниц для ВЛ более высоких классов напряжения и, соответственно, большей длины гирлянд изоляторов, представляется проблематичным.



Рисунок 1.3– Замена натяжной гирлянды изоляторов на линии 400 кВ с перемещением мон­тёра по горизонтальной изолирующей лестнице

В Венгрии [10] перемещение вдоль натяжных гирлянд осуществляют с помощью специальных полозов с мон­тёрским сидением (рисунок 1.5). Для работ на анкерных опорах, где шлейф проходит под изолирующими подвесками, разработана схема, в которой мон­тёрский стул располагается не под, а над гирляндами изоляторов (рисунок 1.6). Для доставки электромон­тёра на провод в месте креп-

ления его к натяжной гирлянде, используют также облегчённый полоз и гибкую изолирующую лестницу.



Рисунок 1.4— Замена натяжных гирлянд изоляторов на линии 400 кВ с перемещением монтажника по вертикальной изолирующей лестнице

Полоз с гибкой лестницей монтируют на заземлённом конце гирлянды, затем подтягивают изолирующими канатами к проводу. Электромонтёр по гибкой лестнице поднимается с земли и переходит на расщеплённый фазный провод. Благодаря отсутствию стула, упрощается монтаж устройства и исключается возможность повреждения им стеклодеталей изоляторов.

Во многих странах технологии ПРН базируются на использовании специальных поворотных конструкций, монтируемых из изолирующих труб, с внутренней полостью заполненной полиуретаном. По мнению автора, эти технологии не имеют особых перспектив развития, поскольку монтаж приспособлений и конструкций требует большого времени.

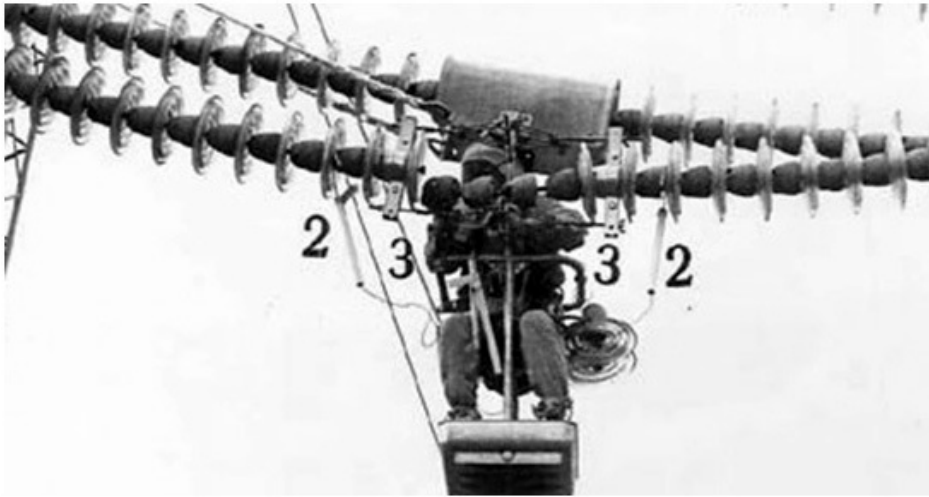


Рисунок 1.5 – Полоз, скользящий по натяжным гирляндам изоляторов:
 1 – полоз с монтерским сиденьем; 2 – штанга выравнивания потенциала;
 3 – вайма для стяжки изоляторов

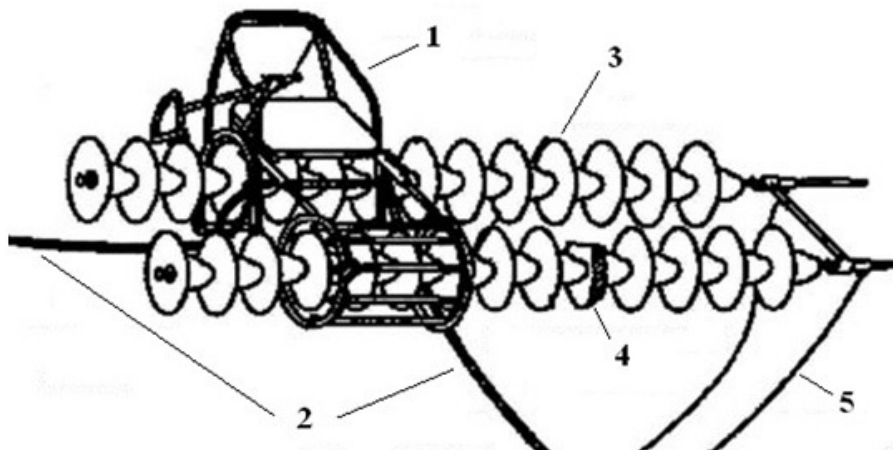


Рисунок 1.6– Полоз, скользящий по натяжным гирляндам изоляторов:
 1 – полоз с монтерским сиденьем; 2 – изолирующие канаты;
 3 – гирлянда изоляторов; 4 - поврежденный изолятор; 5 – шлейф

Примеры некоторых новых технологий ремонтных работ под напряжением на ВЛ сверхвысокого напряжения приведены в [4; 18; 19]:

- замена грозозащитного троса;
- замена или усиление стоек грозозащитного троса;
- монтаж подвесных линейных ограничителей перенапряжения;
- монтаж межфазных изолирующих распорок на ВЛ 500 кВ;

- сложный ремонт проводов на ВЛ 500 кВ.

Выполненный обзор технологий ПРН не исчерпывает всего их разнообразия, однако, позволяет выделить несколько сопутствующих проблем требующих решения. К ним можно отнести следующее:

- ремонтный персонал должен быть надёжно защищён от воздействия электрических и магнитных полей в процессе выполнения работ;
- в зонах ПРН имеет место сокращение исходных изоляционных промежутков, что снижает их разрядное напряжение и требует тщательной оценки уровня электробезопасности ПРН с учётом возможных перенапряжений;
- во всех операциях используются различные виды изолирующих приспособлений, надёжность функционирования которых зависит от материалов, конструкции, технологии изготовления и требует периодической эксплуатационной проверки путём осмотров, испытаний и диагностики.

1.2 Виды вредных воздействий на человека при проведении ремонтных работ под напряжением и методы защиты от них

Требования к охране труда при работе в электроустановках общего характера изложены в [21 – 31], а нормативные документы [32 – 34; 47] содержат требования, отражающие специфику охраны труда при ПРН (рисунок 1.7).

Помимо самых общих опасных факторов, к которым надо отнести работу на высоте и работу в неудобной позе, ПРН имеет и другие опасные и вредные факторы. К ним относятся воздействие электрических и магнитных полей (ЭП и МП) промышленной частоты; связанных с воздействием полей токов смещения и импульсных токов, возникающих в момент выравнивания потенциалов тела человека и токопроводящих предметов. К вредным факторам нужно отнести также коронные разряды, которые сопровождаются треском и излучением ультразвука, электромагнитным излучением в широкой полосе частот, генерацией озона, окислов азота и аэроионов.

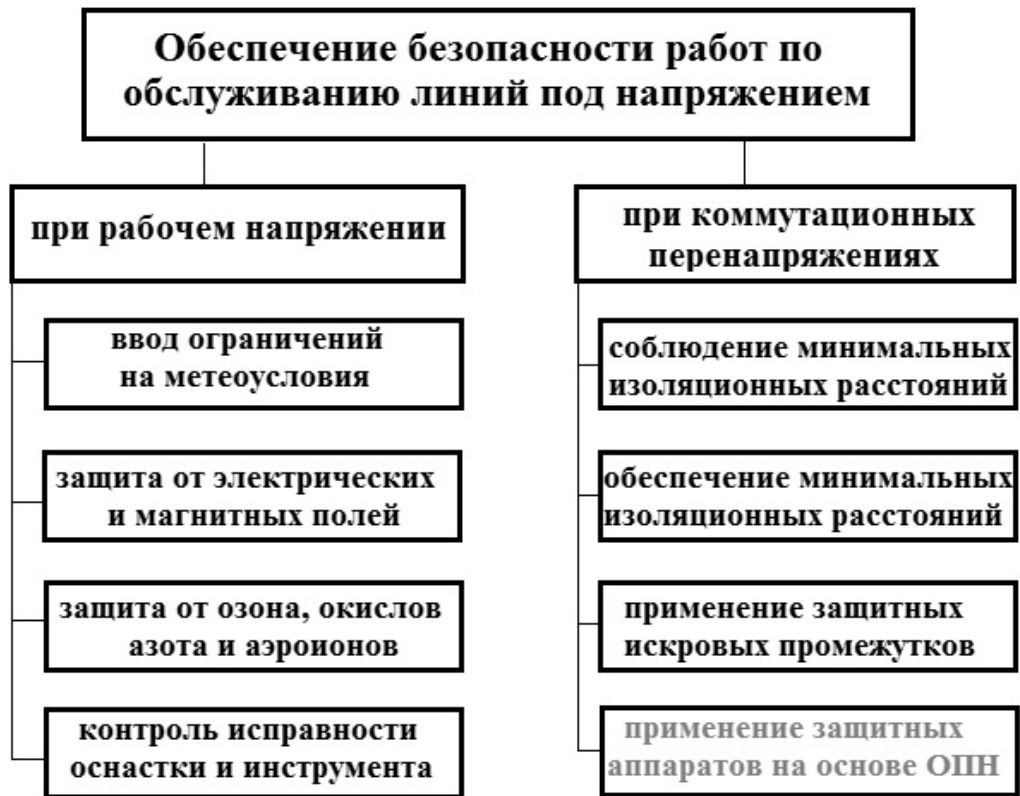


Рисунок 1.7 – Мероприятия по охране труда при производстве работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи

Исследования Международной комиссии по защите от неионизирующего излучения выявили ряд краткосрочных и долгосрочных последствий электрического и магнитного полей для здоровья. Краткосрочные последствия воздействия полей определены достаточно полно, но длительные последствия до сих пор не изучены в полной мере. Нормы на предельно допустимые напряжённости ЭП промышленной частоты установлены в [27; 28]:

- $E \geq 25$ кВ/м – пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$ кВ/м пребывание в ЭП не более 10 минут;
- при $5 < E \leq 20$ кВ/м допустимое время пребывания в ЭП вычисляют как

$$T_E = \frac{50}{E} - 2, \text{ часов;} \quad (1.1)$$

- $E \leq 5$ кВ/м пребывание в ЭП допускается в течение полного рабочего дня.
- в жилых зонах напряжённость ЭП должна быть меньше 1кВ/м.

На ВЛ максимальные напряжённости поля на уровне земли имеют место в середине пролёта и на некотором расстоянии от проекции крайней фазы на землю. Защита электромонтёров от воздействия ЭП обеспечивается индивидуальными экранирующими комплектами (рисунок 1.8) [29; 34].

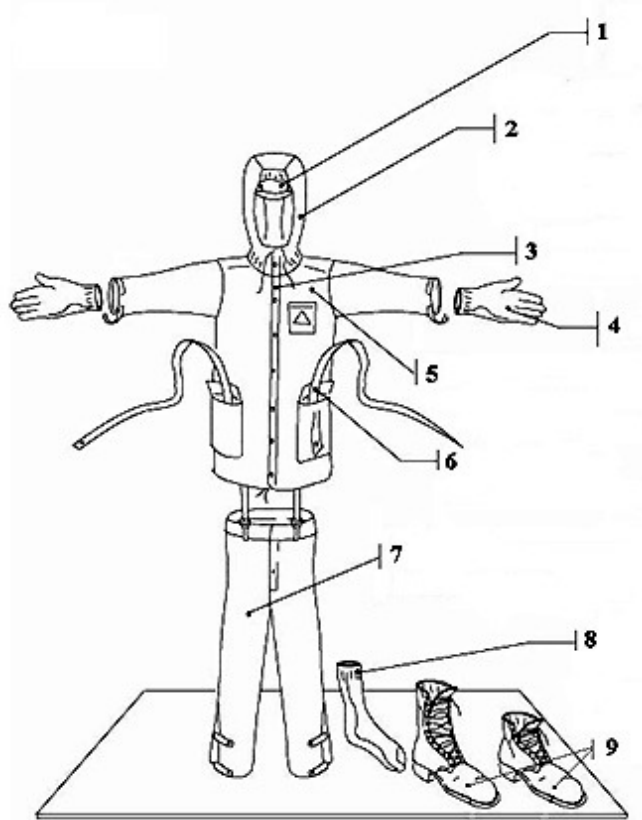


Рисунок 1.8 – Компоненты индивидуального экранирующего комплекта:
 1 – каска; 2 – экран для защиты лица; 3 – застежка (молния); 4 – перчатки;
 5 – куртка (верхняя часть комбинезона); 6 – контактный вывод;
 7 – брюки (нижняя часть комбинезона); 8 – носки; 9 – ботинки.

Испытания экранирующих комплектов показали, что коэффициент экранирования электрического поля промышленной частоты превышает 60 дБ. Эффективность экранирования подтверждается и расчётными оценками по [35; 36]. Таким образом, применение экранирующих комплектов обеспечивает защиту от электрических полей электромонтёров, работающих на потенциале провода.

В настоящее время в России электропроводящая ткань, из которой выполняется одежда экранирующих комплектов ЭП-4, стала изготавливаться из специаль-

но подобранной тканевой основы, путём нанесения на неё электрохимическим способом сплошного тончайшего покрытия из различных металлов. Слой из электропроводящей ткани «облачён» изнутри хлопчатобумажной тканью, а снаружи – тканью для спецодежды общего назначения.

Действие короны в зоне ПРН не ограничивается звуковыми и полевыми воздействиями. Корона инициирует образование аэроионов и химических реакций с образованием озона и окислов азота. Предельно допустимые концентрации вредных газов регламентируются в [31]. При ПРН защита верховых электромонтёров достигается автоматически естественной конвекцией воздуха и ограничением времени их работы. Тем не менее, контрольные замеры концентраций вредных химических соединений бывают необходимы, особенно на ВЛ высших классов напряжения, где интенсивность короны очень высокая.

Неблагоприятное воздействие **магнитных полей** (МП) проявляется в протекании вихревых токов в теле человека [37 – 43].

Согласно рекомендациям СИГРЭ и принятому в России СанПиН 2.2.4.1191-03 [44] для всех людей допускается неограниченное время воздействия МП напряжённостью не более 80 А/м. При большей напряжённости МП время однократного пребывания людей необходимо ограничивать: при $H = 1600$ А/м – не более 1 часа, при 800 А/м – не более двух, а при 400 А/м – не более четырёх часов. В большинстве случаев, напряжённость МП вблизи проводов ВЛ не превышает нормируемых значений. Грубую оценку напряжённости магнитного поля можно сделать по выражению

$$H = \frac{I}{2\pi r}, \quad (1.2)$$

где I – ток, а r – расстояние от оси провода ВЛ.

Из (1.2) следует, что при номинальном токе напряжённость магнитного поля превышает 1600 А/м только на расстоянии нескольких сантиметров от оси провода. Тем не менее, проблема влияния магнитных полей остаётся в «поле зрения», а нормы на предельные напряжённости имеют тенденцию к ужесточению. Заметим, что описанные выше экранирующие комплекты почти не защищают персонал от

влияния магнитного поля. Происходит это потому, что сопротивление среды для магнитного поля на несколько порядков меньше, чем для электрического поля при реально имеющих место расстояниях от источника поля (провода ВЛ) до «замкнутого экрана», т.е. электромонтёра в экранирующем комплекте [35; 45]. Проведённые в [43] расчёты показали, что воздействие МП минимально при расположении тела человека перпендикулярно проводам.

Некоторые другие варианты экранов, в том числе активных, для защиты от магнитных полей, приведены в [43; 46]. В практике ПРН влияние магнитных полей обычно нивелируют ограничением времени пребывания в зоне их влияния.

1.3 Минимальные изоляционные расстояния

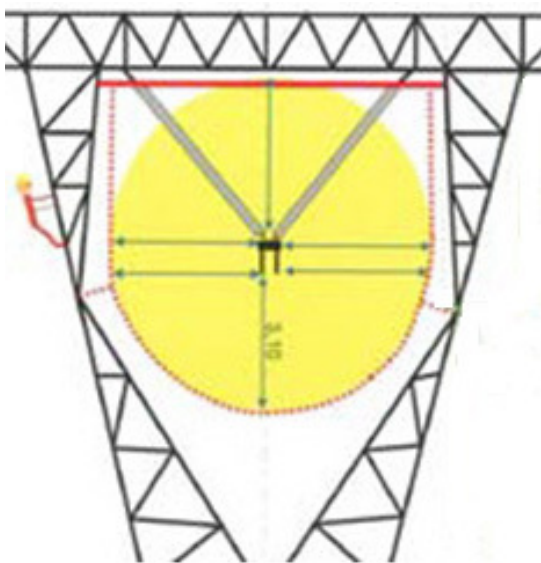
Концепция минимальных изоляционных расстояний «красной нитью» проходит через все правила охраны труда при работе в электроустановках. Значения допустимых расстояний до токоведущих частей перечислены в правилах охраны труда при эксплуатации электроустановок [21; 47] и в сокращённом виде приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Допустимые по [47] расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Класс напряжения, кВ	Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, до временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъёмных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
500	3,5	4,5
750	5,0	6,0
1150	8,0	10,0

Применительно к традиционным работам на ВЛ эти расстояния необходимо соблюдать при подъёме на опоры и выполнении работ на них.

Рисунок 1.9 наглядно демонстрирует расчётные зоны опасного приближения к проводу средней фазы в окне опоры и мероприятия по физическому ограничению этой зоны гибким барьером, выполненным из изолирующих канатов и поперечин. При ПРН, по сути, надо выдерживать почти те же расстояния. Разница состоит только в том, чтобы выдерживать расстояния приближения верхового электромонтёра, работающего на проводе линии, до заземлённых частей опоры.



а



б

Рисунок 1.9 – Расчёт минимальных расстояний приближения (а) и ограничения зоны безопасности при покраске (б) промежуточной опоры

Разработке методов оценки электробезопасности ПРН предшествовали многочисленные исследования электрической прочности воздушных промежутков, имитирующих технологии ПРН по конфигурации и наличию оснастки [48 - 57]. Ход разработки и российские методики расчётов изложены в [4; 58 - 61]. Зарубежные методики изложены в стандарте МЭК [62; 63] и стандарте американского института инженеров энергетики и электроники *IEEE* [64].

Минимальные расстояния приближения, D_a , или расстояния между ремонтником на проводе ВЛ и заземлёнными частями опоры, установленные в нормативных документах, приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Минимальные допустимые расстояния между ремонтником на проводе ВЛ и заземлёнными частями опоры

Страна	D_a , м, для линий классов напряжения, кВ			
	220	330	500	750
Китай	2,1	-	3,9	5,9(3,4) ¹
Канада	2,0	2,5	3,3	4,5
Германия	2,2	3,0	-	-
Скандинавия	2,1	3,5 ²	-	-
Великобритания	2,4	3,1 ²	-	-
Франция	1,6	2,5 ²	-	-
Венгрия	1,6	2,7 ²	-	4,3

Примечания.

1 – значения D_a относятся к случаю демпфирования перенапряжений с помощью предвключаемых резисторов.

2 – значения D_a относятся к ВЛ 400 кВ.

В ЮАР минимальные расстояния приводятся не только для промежутков «провод – земля», но и для промежутков между фазами (таблица 1.3).

В России согласно [32] минимальные воздушные промежутки должны иметь размеры, не менее указанных в таблице значений 1.4.

Следует заметить, что указанные в таблицах 1.2– 1.4 расстояния не могут и не должны рассматриваться как абсолютно обязательные. Они носят оценочный характер и согласуются с теми способами ограничения коммутационных перенапряжений, которые имели место на момент опубликования стандартов.

Таблица 1.3 – Минимальные расстояния в зоне производства ремонтных работ под напряжением, по стандарту компании ESKOM (ЮАР)

Класс напряжения ВЛ переменного тока (кВ)	Расстояния «фаза – земля», мм	Расстояния «фаза – фаза», мм
220	1700	2800
275	2000	3400
400	2800	4800
765	5500	9700

Таблица 1.4 – Минимальные воздушные промежутки для ПРН

Класс напряжения, кВ	Расчётная максимальная кратность перенапряжений	Минимальный воздушный промежуток, мм
220	3,0	1820
330	2,7	2520
500	2,5	3250
750	2,1	4600

Во всяком случае, если реальные величины изоляционных промежутков в зоне ПРН, превышают указанные в стандартах значения допустимых расстояний приближения, то проведение расчётов не требуется.

Весьма любопытным примером расчёта могут служить зоны безопасного ПРН, нанесённые на эскиз промежуточной опоры ВЛ 220 кВ (рисунок 1.10).

Зоны ПРН на рисунке заштрихованы голубым цветом, а расстояния между зонами ПРН и красными линиями и есть требуемые по безопасности изоляционные расстояния. Видно, что на крайних фазах расстояния приближения удовлетворяют требованиям электробезопасности с избытком, а в окне опоры их не хватает. Данная ситуация типична для опор, которые, в рамках данной работы, получили название «проблемные».

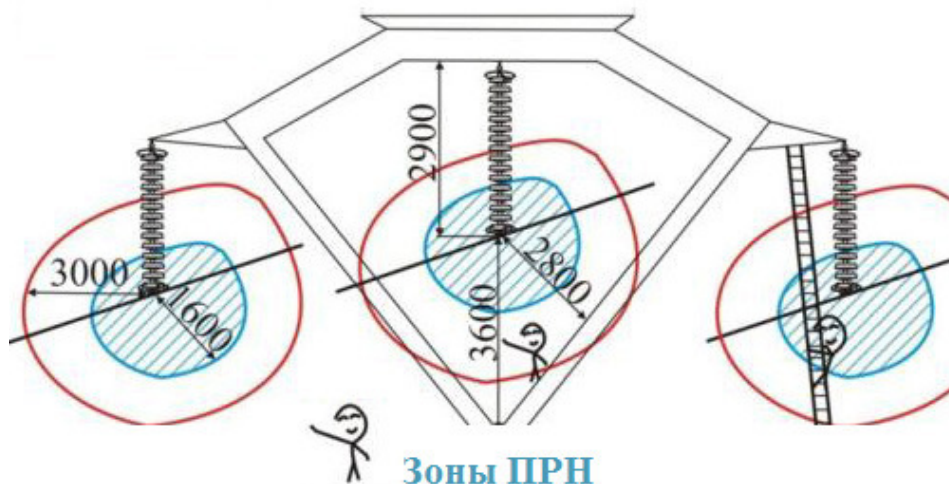


Рисунок 1.10– Рассчитанные размеры зон производства ремонтных работ на промежуточной опоре ВЛ 220 кВ [3]

Напомним, что конечной целью расчётов минимального расстояния приближения (*minimum approaching distance*) является предотвращение возможных перекрытий изоляционных промежутков в зоне ПРН, при случайно возникающих перенапряжениях. Рассматриваются только коммутационные перенапряжения и только те из них, которые возникают при случайных коротких замыканиях на соседних фазах или при автоматических повторных включениях ВЛ. Грозовые перенапряжения не рассматриваются, т.к. ПРН во время грозы запрещено.

Методики МЭК и *IEEE* имеют условно детерминированный подход. Они оперируют максимальными амплитудами перенапряжений и приближёнными оценками минимальной электрической прочности промежутков в зоне ПРН. Разработанный в России вероятностный подход [58], существенно отличается от зарубежных методик. Он основан на анализе вероятности совпадения времени ПРН с появлением коммутационного импульса перенапряжения и вероятности перекрытия какого-либо из изоляционных промежутков зоны ПРН, в этот момент. Рассмотрим методики расчётов более подробно.

Вероятностный подход. Безопасность ПРН определяется числом совпадений моментов проведения работ, возникновений на ремонтируемой фазе ВЛ коммутационных перенапряжений и перекрытия изоляции в месте ПРН

$$N = n_{\text{п}} \cdot P_{\text{прн}} \cdot P_{\text{пер}}, \quad (1.3)$$

где N – число перекрытий, происходящих во время и в зоне ПРН в год;

$n_{\text{п}}$ – среднее число возможных при ПРН перенапряжений за год;

$P_{\text{прн}}$ – относительная длительность ПРН в году;

$P_{\text{пер}}$ – вероятность перекрытия изоляционных промежутков в зоне ПРН.

Опасными считаются такие ситуации, когда из-за присутствия ремонтно-монтажной оснастки, разрядное напряжение изоляции в зоне ПРН снижено и дуговое перекрытие в ней может представлять опасность для ремонтного персонала.

Если $t_{\text{прн}}$ – длительность ПРН (в часах) за год (1 год = 8760 часов), то

$$P_{\text{прн}} = t_{\text{прн}} / 8760 \cdot \quad (1.4)$$

Прочность воздушной изоляции зависит от многих случайных факторов. Основными из них являются характеристики перенапряжений (амплитуда, полярность, длительность фронта), длина воздушных изоляционных промежутков (определяются конструкцией опор, технологией ПРН и возможными отклонениями провода при заданной скорости ветра), плотность и влажность воздуха. Поэтому, для оценки $P_{\text{пер}}$ нужно знать

- распределения импульсов перенапряжения по видам коммутаций, амплитудам, полярностям и длительностям фронтов;
- распределения скорости и направления ветра;
- разрядные характеристики зоны ПРН с учётом метеоусловий.

Таким образом, для каждого вида коммутаций среднегодовое значение величины $P_{\text{пер}}$ можно определить, как математическое ожидание случайной величины

$$P_{\text{пер}} = \int_{-10}^{10} \varphi(v) \int_0^{\infty} \varphi(T_{\text{ф}}) \int_{U_{\text{фм}}}^{\infty} \varphi(U_{\text{М}}) \cdot P_{\text{пер}}^1(v, T_{\text{ф}}, U_{\text{М}}) \partial v \partial T_{\text{ф}} \partial U_{\text{М}}, \quad (1.5)$$

где $\varphi(v)$ – плотность распределения проекции скорости ветра на плоскость опоры (учитываются скорости ветра до 10 м/с, допустимые при ПРН); $\varphi(T_{\text{ф}})$ и $\varphi(U_{\text{М}})$ – плотности распределений, соответственно, длин фронта и амплитуд импульсов перенапряжений; $P_{\text{пер}}^1(v, T_{\text{ф}}, U_{\text{М}})$ – зависимость вероятности перекрытия одного из m ослабленных промежутков от амплитуды, длительности фронта импульса перенапряжения и от проекции скорости ветра на плоскость опоры, а также с учётом

метеоусловий; $U_{\text{фм}}$ – амплитудное значение наибольшего фазного рабочего напряжения.

Приведённое выражение имеет самый общий вид, но оценку сверху можно выполнить по упрощённым выражениям. Понятно, что упрощения должны производиться в сторону завышения вероятности дугового перекрытия, так как речь идёт о безопасности людей.

Параметры функции распределения перенапряжений по амплитудам, зависят от характеристик ВЛ и системы, включённой по её концам, видов и способов управления коммутациями.

Расчёту подлежат два вида коммутационных перенапряжений. Первые возникают при случайном коротком замыкании на землю одной из соседних фаз, т.е. не на той, на которой проводятся работы под напряжением. Наибольшую угрозу для ПРН создают перенапряжения второго вида, сопровождающие однофазное автоматическое повторное включение ВЛ. Отметим, что ранее в СССР, устройства ОАПВ выводились из работы на время ПРН в предположении, что перекрытие может произойти в зоне ПРН, и нельзя включать ВЛ повторно, дабы не усугублять опасную ситуацию. Однако, вывод устройств ОАПВ, с точки зрения надёжности режима работы энергосистемы, часто, практически равносильно выводу линии в ремонт, что лишает смысла ПРН. По этой причине, представляет интерес оценка безопасности ПРН в условиях, когда автоматика повторного включения ВЛ остаётся в работе.

При расчётах необходимо оценивать не только амплитуды перенапряжений, но и длительности их фронтов, потому что длительность фронта влияет на электрическую прочность воздушных промежутков (см. главу 2).

Большинство (до 98 %) коммутационных перенапряжений при включении ВЛ «через трансформатор», имеют фронты с длительностью 1000 мкс и более. Однако вклад импульсов с короткой, близкой к критической длительности фронта, в общую вероятность перекрытия, может оказаться сопоставимым с вкладом импульсов с «длинными» фронтами.

Определив значения вероятностей $P_{\text{прн}}$ и $P_{\text{пер}}$ с учётом возможных перекрытий изоляционных промежутков на всей линии по методике [65] и задавшись по [66] (или имея эксплуатационные данные) значением $N_{\text{пк}}$, т.е. ожидаемым за год числом коммутационных перенапряжений при автоматическом повторном включении после случайного короткого замыкания, можно определить число перекрытий в зоне ПРН за год как

$$N = N_{\text{пк}} \cdot P_{\text{прн}} \cdot P_{\text{пер}}. \quad (1.6)$$

Это значение является основой оценки электробезопасности ПРН.

Приведённая методика позволяет ввести понятие «*индивидуальной степени риска*» для электромонтёра. При этом из (1.6) необходимо исключить $P_{\text{прн}}$. Электромонтёру гораздо важнее знать не общий показатель электробезопасности ПРН по предприятию, каковым является величина N , а конкретную степень риска N_i для него самого, при выполнении какой-либо ремонтной операции.

Возникает вопрос, с чем сравнивать эту величину, и как, собственно, оценить безопасность ПРН. Психологами установлено, чтобы человек чувствовал себя относительно комфортно и безопасно на рабочем месте, вероятность возникновения фатальной ситуации не должна превышать 10^{-5} в год [67; 68].

Таким образом, получая величину $N_i \leq (10^{-5} \div 10^{-7})$ 1/год можно делать вывод, что работы под напряжением безопасны (значение $N_i = 10^{-7}$ означает, что за 10 млн. лет произойдёт лишь одно дуговое перекрытие, что говорит фактически о невозможности наступления такой ситуации).

Также эта методика позволяет решить обратную задачу: по заданной степени электробезопасности определить, какой должна быть электрическая прочность в зоне ПРН, либо каким должно быть время выполнения одной операции ПРН.

Для практических расчётов показателей электробезопасности по обсуждаемой методике, была разработана простая вычислительная программа в среде «Excel» (разработчик – магистрант НГТУ Сычихин П.В.).

Первый шаг в работе этой программы реализует расчёт $P_{\text{прн}}$ и не требует пояснений. Во втором и третьем шагах программы проводятся расчёты вероятностей перекрытия в зоне ПРН и в остальной части ВЛ, причём в качестве парамет-

ров вводятся разрядные характеристики ($U_{50\%}$ и σ) воздушных изоляционных промежутков ВЛ, без и с ремонтной оснасткой, полученные опытным путём при моделировании той или иной технологии ПРН, при критической и большой длительности фронта коммутационного импульса.

Отметим, что большой объем данных по электрической прочности воздушных промежутков ВЛ 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ был получен в СибНИИЭ по заданию ОРГРЭС в период с 1985 по 1991 гг. [58; 59]. В экспериментах моделировались различные технологии ПРН с реальной оснасткой и манекеном верхового электромонтёра, а также разные дефекты, подлежащие устранению при ПРН.

В четвёртом шаге программы проводится расчёт суммарной вероятности перекрытия в зоне ПРН и в остальной части ВЛ, без учёта и с учётом ограничения амплитуды перенапряжений по концам ВЛ. На заключительном этапе рассчитывается вероятность перекрытия в зоне ПРН и индивидуальная степень риска верхового электромонтёра.

Для иллюстрации возможностей вероятностной методики рассчитаем индивидуальную степень риска, воспользовавшись известными данными по электрической прочности простейшего промежутка «провод-опора».

Предположим, что ПРН надо провести на ВЛ 765 кВ (этот класс напряжения распространён в Канаде, ЮАР и других странах) длиной 300 км. Линия защищена по концам ОПН с уровнем ограничения 1,9. Тогда с учётом разброса и повышения напряжения в середине ВЛ амплитуда перенапряжения составит 1405 кВ. Ожидаемое число повышенных напряжений, связанных со случайными отключениями и повторными отключениями, составит $n = 0,66$. Работы проводятся на крайней фазе с расположением верхового электромонтёра снаружи, т.е. за проводом (рисунок 1.11,а).

Будем гипотетически приближать фазный провод к опоре. Тогда в результате расчётов получим зависимость индивидуальной степени риска данной работы за год (60 часов общей за год продолжительности непосредственной работы), приведённую на рисунке 1.11,б. Она имеет вполне объяснимый максимум.

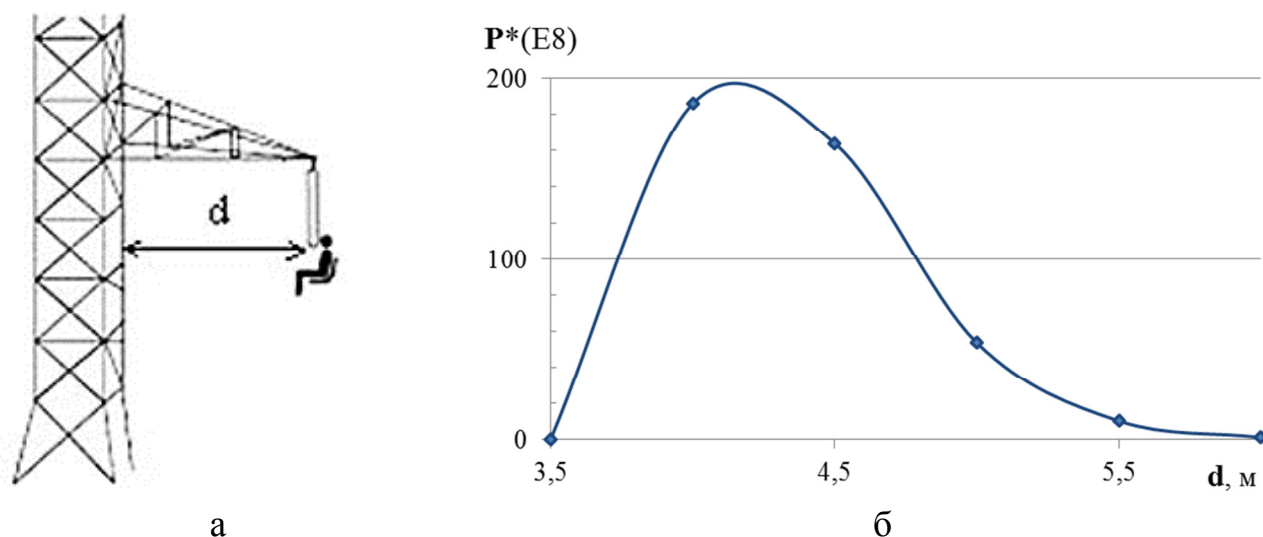


Рисунок 1.11– Расположение верхового монтажера (а) и зависимость степени риска работ под напряжением при изменении расстояния до опоры (б)

Левая часть зависимости имеет чисто умозрительный характер, потому что такое приближение провода к опоре недопустимо по условиям надёжной эксплуатации самой линии. В этой части кривой снижение риска объясняется тем, что перекрытие произошло бы на других опорах ВЛ раньше, чем в зоне ПРН, т.е. ВЛ повела бы себя как сверхнадёжный защитный аппарат, обеспечивающий электробезопасность ПРН. В правой части спад кривой объясняется увеличением электрической прочности воздушного промежутка в зоне ПРН.

Методика МЭК. Обеспечение уровня безопасности по методике, изложенной в стандарте МЭК 61472 [62; 63], сводится к определению минимально допустимого расстояния приближения, т.е. расстояния между потенциальными и заземлёнными элементами в зоне ПРН, с учётом возникающих коммутационных перенапряжений. Оно складывается из двух составляющих: «электрической», D_U , и эргономической, D_E (индекс E – ergonomic)

$$D_A = D_U + D_E. \quad (1.7)$$

Расстояние D_U определяется при помощи разрядных характеристик воздушного промежутка, а эргономическая составляющая, D_E , определяется техникой выполнения ПРН, уровнем подготовки работника (неосторожные движения), ти-

пом конструкции опоры и непредвиденными ситуациями и запасом на ошибки в в расчётах D_U .

Электрическая прочность воздушного промежутка в зоне ПРН определяется, исходя из прочности воздушного промежутка “стержень – плоскость”, определяемой как 50-процентное разрядное импульсное напряжение положительной полярности с критической длительностью фронта по эмпирической формуле

$$U_{50, \text{с-п}} = 1080 \cdot \ln(0.46S + 1), \quad (1.8)$$

где S – длина воздушного промежутка, м.

Понятно, что прочность воздушного промежутка типа “стержень-плоскость”, отличается от прочности воздушных промежутков в зоне ПРН. Это отличие учитывается набором коэффициентов, позволяющим получить зависимость между указанными прочностями $U_{50\text{с-п}}$ и U_{50} ,

$$U_{90} = k_S \cdot U_{50} = k_S \cdot k_g \cdot k_a \cdot k_f \cdot k_i \cdot U_{50, \text{с-п}} = K_t \cdot U_{50, \text{с-п}}, \quad (1.9)$$

где U_{90} – 90%-ое выдерживаемое напряжение воздушных промежутков в зоне ПРН;

k_S – поправочный коэффициент, который принимается равным 0,936;

U_{50} – 50%-ое разрядное напряжение воздушного промежутка зоны ПРН;

k_g – коэффициент воздушного промежутка «провод-опора», значение которого принимается равным 1,2 и больше;

k_a – коэффициент, учитывающий высоту над уровнем моря; значения k_a рассчитываются по методу МЭК 60060-1 и МЭК 60071-2 относительно нормальных условий воздуха: температура 20 °С, давление 760 мм.рт.ст. и абсолютная влажность 11 г/м³.

k_f – коэффициент, учитывающий возможное нахождение в зоне ПРН “объектов с плавающим потенциалом”, уменьшающих электрическую прочность воздушного промежутка. Предлагается брать $k_f = 0,85$ при размерах объектов более 0,3 м, а в остальных случаях, равным 1;

k_t – коэффициент, учитывающий наличие дефектных изоляторов в гирлянде, около которой производятся работы под напряжением;

$$k_i = 1 - 0.8 \cdot k_d \cdot n_d / n_0, \quad (1.10)$$

где: n_d – число дефектных изоляторов в гирлянде; n_0 – исходное число “здоровых” изоляторов в гирлянде; k_d – коэффициент, учитывающий материал изоляторов, $k_d = 1$ для стеклянных и $k_d = 0,75$ для фарфоровых изоляторов.

$$D_U = 2,17 \cdot \left[\exp \left(\frac{U_{90}}{1080 \cdot K_t} \right) - 1 \right]. \quad (1.11)$$

При наличии в промежутках изолированных объектов с “плавающим ” потенциалом расстояние увеличивается

$$D_U = 2,17 \cdot \left[\exp \left(\frac{U_{90}}{1080 \cdot K_t} \right) - 1 \right] + F, \quad (1.12)$$

где F – суммарная длина (вдоль воздушного промежутка) всех изолированных объектов с “плавающим” потенциалом.

Метод определения эргономической составляющей D_E не изложен. Возможны три варианта выбора: величина D_E постоянна, растёт или уменьшается при увеличении класса напряжения ВЛ. В общем случае значение принимается в пределах $D_E = (0,1 - 0,31)$ м.

Методика IEEE приведена в [64]. Расчёт в ней основывается на экспериментальных зависимостях разрядного напряжения воздушного промежутка «провод – опора» от его длины. В целом она очень схожа с методикой МЭК, поэтому подробно на ней останавливаться не будем.

1.4 «Проблемные» места выполнения ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях 220, 330 и 500 кВ

Проведение ремонтных работ под напряжением требует соблюдения изоляционных расстояний, что не всегда возможно особенно в процессе доставки верхового электромонтёра к проводу методом маятника на некоторых типах опор.

Для ВЛ 220 кВ «проблемными» являются промежуточные свободностоящие опоры типов ПБ220-1, ПБ220-3, ПБ220-4 (рисунок 1.12).

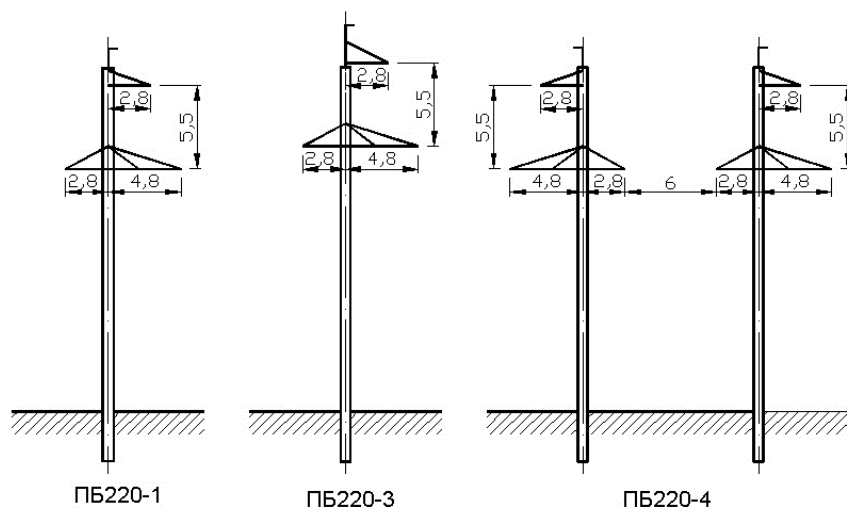


Рисунок 1.12– Эскизы «проблемных» опор линии напряжения 220 кВ

Расстояние между верхней и нижней траверсами составляет 5,5 м. При длине гирлянды изоляторов, равной 2,4 м [69] и росте человека 1,8 м, получаем расстояние между головой человека, работающего на нижней траверсе, и верхней фазой 1,3 м, что не удовлетворяет требованиям электробезопасности по таблице 1.4.

На рисунке 1.13 приведены фотографии опор реальных ВЛ 220 кВ, на которых окружностями выделены зоны стеснённых условий ПРН.



Рисунок 1.13 – Внешний вид воздушных линий электропередачи 220 кВ с «проблемными» опорами

Для ВЛ 330 кВ «проблемной» является промежуточная свободностоящая опора ПБ330 – 4 (рисунок 1.14).

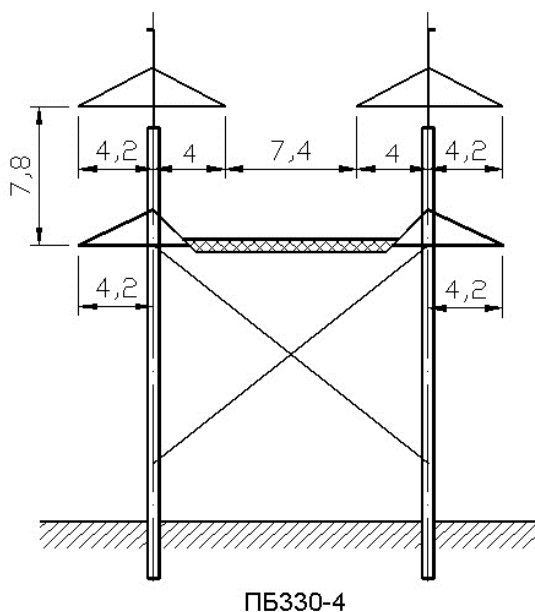


Рисунок 1.14– Эскиз опоры ПБ 330 – 4

Учитывая длину гирлянды изоляторов, равной 3,4 м [69], рост человека (1,8 м), получаем расстояние между головой человека, работающего на нижней траверсе и верхней фазой 2,6 м, что очень близко к предельному значению по требованиям электробезопасности 2,5 м. Перекрытие возможно, если монтажёр совершит неосторожное движение рукой вверх.

Для ВЛ 500 кВ, проблемными являются промежуточные опоры ПБ500-1, ПБ500-3 и ПВС-500, эскизы которых приведены на рисунке 1.15.

Длина гирлянды изоляторов принята равной 4,5 м [69]. При работе на зажиме средней фазы не выдерживается требуемое расстояние до ветровых связей. По этой причине в технологических картах на ПРН указывается как необходимая освобождение нижних концов ветровых связей и установка их в вертикальном положении вдоль опор [4].

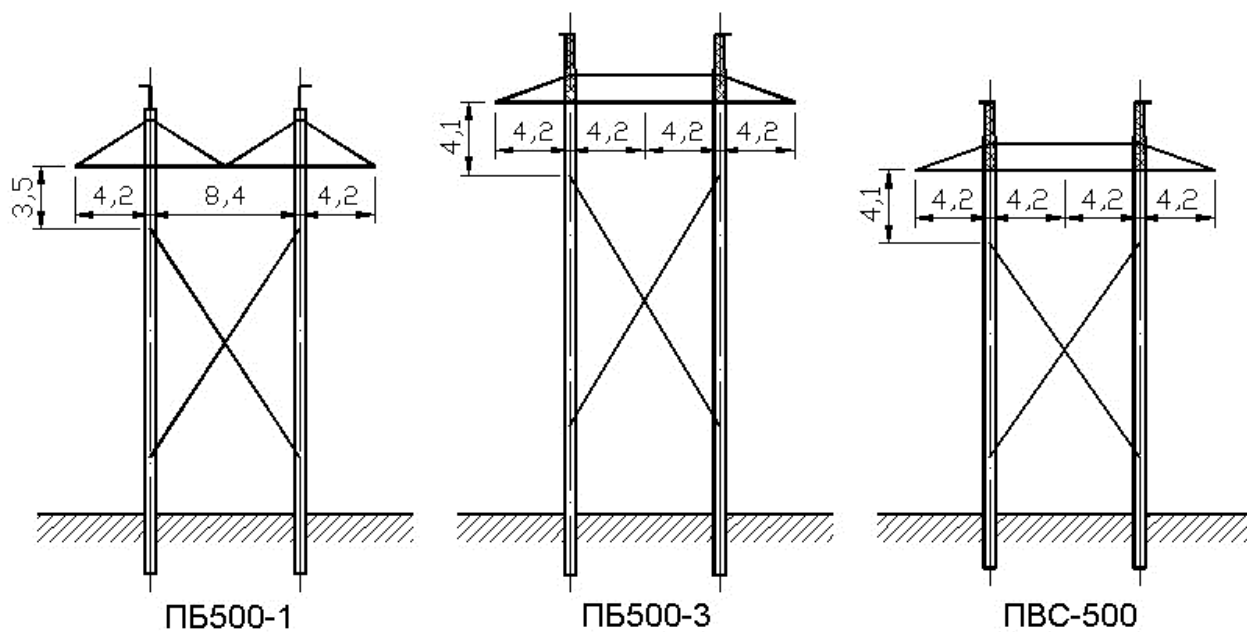


Рисунок 1.15– Эскиз «проблемных» опор линий 500 кВ

За рубежом также имеются линии на опорах, на которых соблюдение изоляционных промежутков при работе под напряжением невозможно. Таковыми являются ВЛ компактного исполнения (рисунок 1.16). Пока таких линий в России построены единицы, и вопрос о проведении на них ПРН не стоит остро.

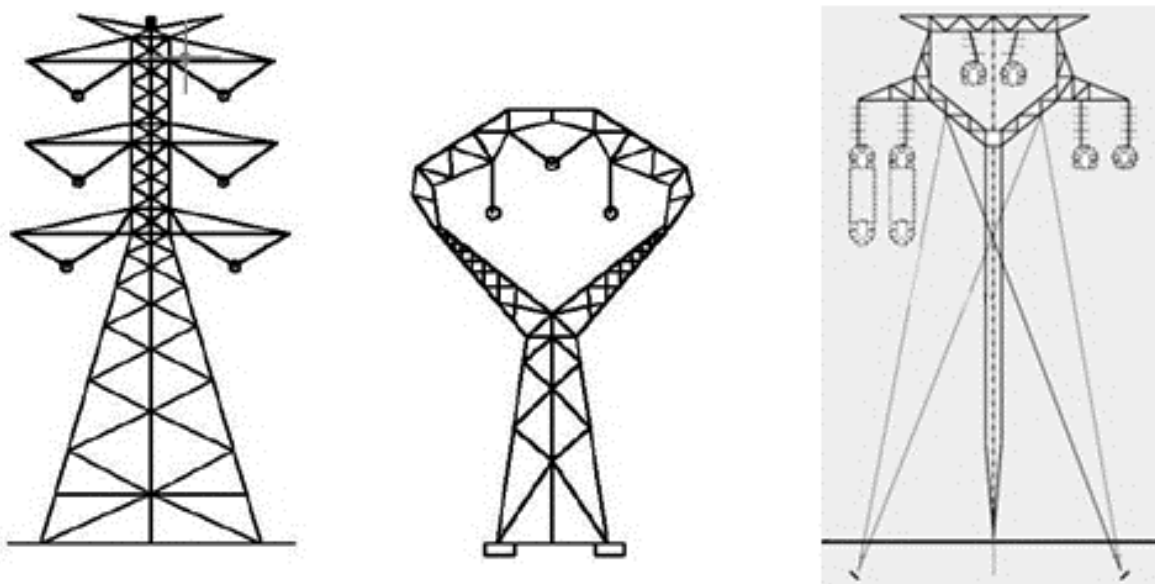


Рисунок 1.16 – Опоры компактных воздушных линий электропередачи

Также ещё пока только развивается применение на ВЛ опор нетрадиционного исполнения: многогранных, узкобазовых, стекло- и углепластиковых [70 – 72] и др. Коренного пересмотра технологий ПРН требуют и ВЛ на опорах с изолирующими траверсами, которых пока тоже немного (рисунок 1.17).

Гораздо более острая ситуация сложилась с некоторыми унифицированными типами опор. Такая проблема возникала несколько лет назад в межсистемных электрических сетях Юга с ВЛ 330 кВ, при замене гирлянд фарфоровых изоляторов на стеклянные. На опорах типа «рюмка», ПРН на средней фазе оказалось невозможным из-за высокой опасности перекрытия изоляционных промежутков в окне опоры.

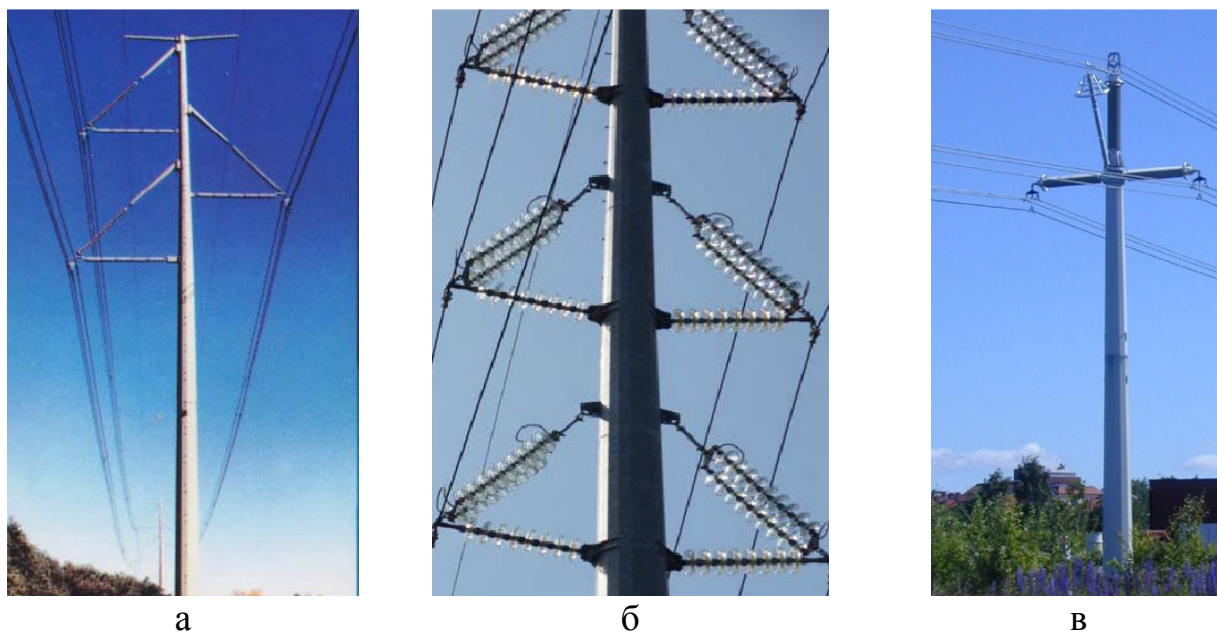


Рисунок 1.17 – Опоры компактных воздушных линий электропередачи с изолированными траверсами 500 кВ в Швейцарии (а); 220 кВ в Германии (б) и 400 кВ в Швеции (в)

Возникает вопрос, как производить ремонтные работы на ВЛ на данных опорах, не подвергая опасности жизнь и здоровье монтажников. В ряде зарубежных энергетических компаний для подобных ситуаций разработаны технологии доставки верхового электромонтёра на потенциал по специально выбранным траекториям, увеличивающим расстояния приближения (рисунки 1.18 и 1.19).



Рисунок 1.18 – Увеличение расстояний приближения за счёт изменения траектории доставки электромонтёра к узлу подвески («метод 45°» [1])

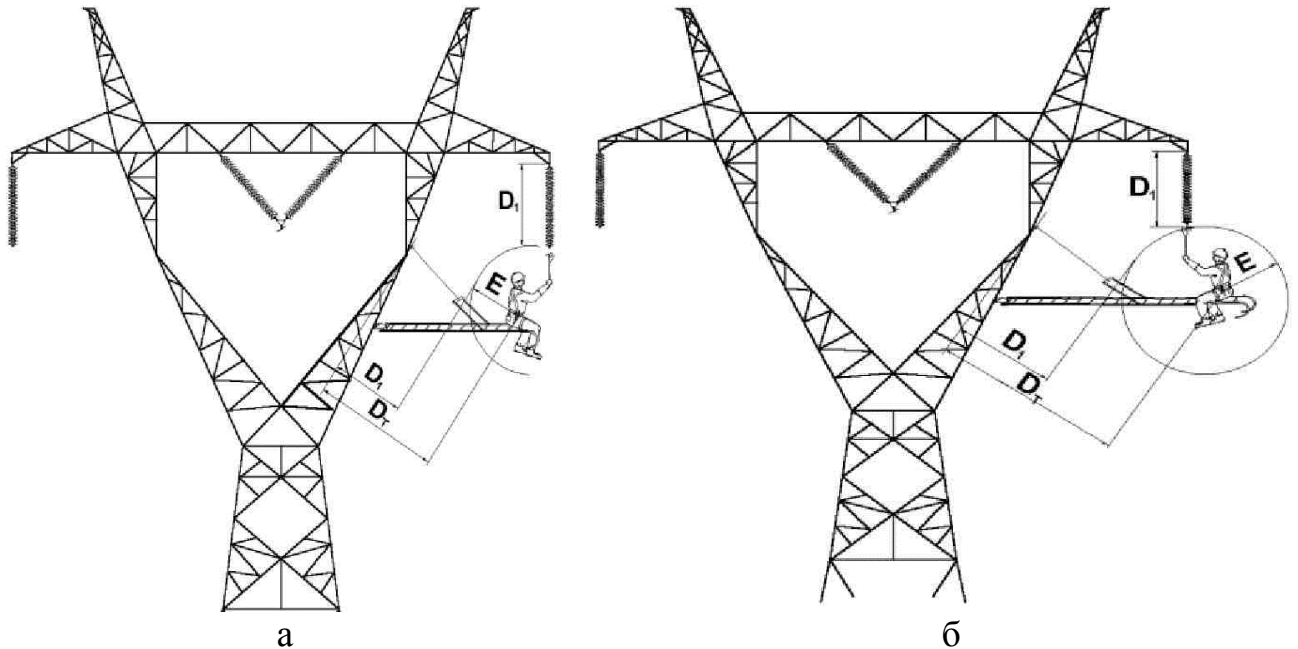


Рисунок 1.19 – Увеличение расстояний приближения при изменении траектории доставки электромонтёра к проводу не от опоры (а), а снаружи (б)

В некоторых случаях необходимое расстояние обеспечивают «выталкиванием» или подтягиванием фазного провода в боковую сторону.

Для обеспечения требуемого уровня безопасности ПРН в ряде случаев рекомендуется применять защитные искровые промежутки [4; 20; 58; 73 – 75]. К таким ситуациям в [4] были отнесены:

- все ВЛ с непроверенной изолирующей подвеской проводов с гирляндами тарельчатых фарфоровых изоляторов или полимерной изоляцией;

- все ВЛ на опорах с количеством дефектных стеклянных изоляторов в гирляндах ВЛ 220 и 500 кВ более 3, а на ВЛ 750 кВ – более 8 штук.
- все ВЛ 330 кВ при ПРН на средней фазе в окне промежуточных опор;
- все другие случаи, когда невозможно выдержать минимально допустимые изоляционные расстояния по воздуху, в том числе, для некоторых стандартных опор и, тем более, для компактных и других нестандартных опор ВЛ.

Использование защитных искровых промежутков (ЗИП) практикуется в технологиях производства ремонтных работ под напряжением в канадских, американских и бразильских компаниях. Как правило, ЗИП выполняются в виде регулируемых или фиксированных по размеру искровых промежутков типа «стержень – стержень» или «стержень – провод». Известны также конструкции, в которых в качестве ЗИП используется часть гирлянды изоляторов, прилегающая к проводу ВЛ. Другая часть изоляторов гирлянды (со стороны опоры) шунтируется на землю специальной заземляющей штангой.

На рисунке 1. 20 приведены фотографии портативных искровых промежутков (*Portable Protective Air Gaps*), разработанные в американском институте электроэнергетики EPRI [20].



Рисунок 1.20– Защитные искровые промежутки на линии 500 кВ

Они применялись при ПРН по замене междуфазовых изоляционных распорок на ВЛ 500 кВ. По всей длине ВЛ было установлено 8 искровых промежутков.

Общим недостатком всех зарубежных конструкций ЗИП являлся, прежде всего, обратный эффект полярности по сравнению с разрядным напряжением зоны ПРН. Эффект полярности обусловлен неравномерным распределением электрического поля между электродами ЗИП. Это обстоятельство затрудняло координацию изоляционных характеристик зоны ПРН и ЗИП. В российских разработках [4; 58; 75] для ПРН на ВЛ (220 – 500) кВ, были рекомендованы шаровые или тороидальные разрядники с креплением электродов на полимерном изоляторе с оболочкой из кремнийорганической резины. Проведены соответствующие исследования по условиям координации разрядных характеристик ЗИП и промежутков в зоне ПРН. Были изготовлены экспериментальные образцы ЗИП для ПРН на ВЛ 220 и 500 кВ и проведены их высоковольтные испытания. В испытаниях определялись выдерживаемое и гарантированное разрядное напряжение в зависимости от длины разрядного промежутка. Затем осуществлялся выбор длины разрядного промежутка. В качестве примера, на рисунке 1.21 приведён эскиз конструкции и внешний вид макетного образца ЗИП для ПРН на ВЛ 500 кВ.

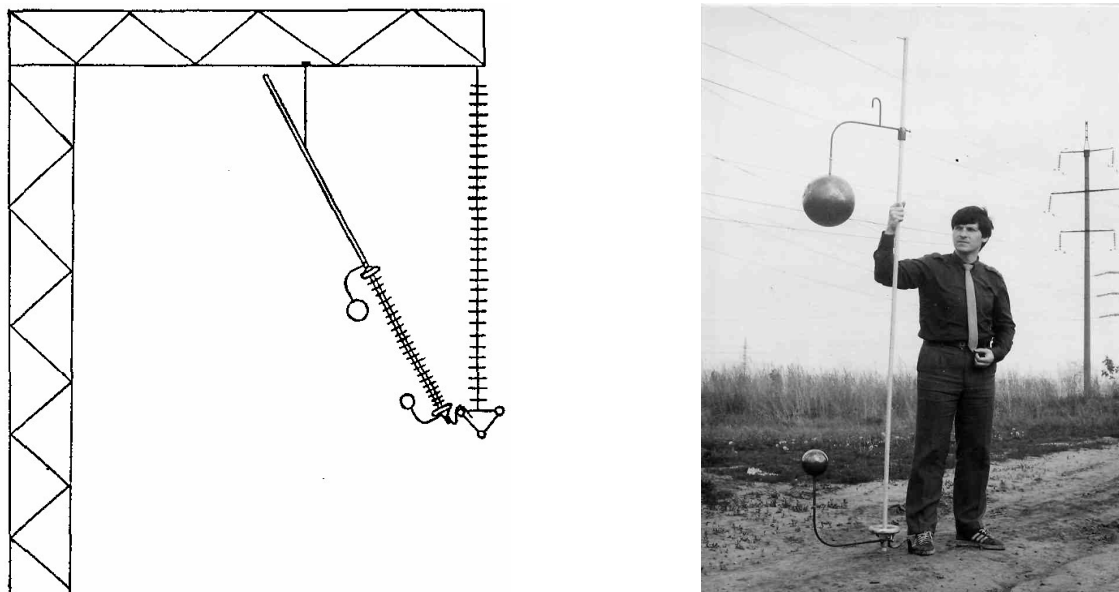


Рисунок 1.21 – Эскиз и внешний вид макетного образца защитного искрового промежутка для работ на линиях 500 кВ

Следует отметить, что в процессе токовых испытаний макета выявилась недостаточная надёжность заземляющего зажима, выполненного в виде струбины.

Протекание тока с амплитудой 40 кА приводило к необратимому его повреждению. Данные испытания ещё раз, хотя и с другой стороны, обнажили главный недостаток искровых промежутков: при их срабатывании возникает короткое замыкание, линия отключается действиями защит, и смысл проведения ремонтных работ под напряжением теряется.

1.5 Выводы и постановка задач исследований

1. Для выполнения ремонтных работ под напряжением на линиях классов напряжения (220 – 500) кВ наибольшее распространение получила схема «провод – человек – изоляция – земля», с непосредственным касанием провода и других элементов ВЛ, находящихся под рабочим напряжением. Основные различия в методиках выполнения работ в разных странах касаются способа доставки верховых электромонтёров к месту проведения работ.

2. Главным условием для осуществления ПРН является обеспечение их безопасности. При этом можно считать так или иначе решёнными вопросы санитарно-гигиенического обеспечения безопасности, т.е. защиты от вредного влияния электромагнитных полей, озона, окислов азота и аэроионов посредством экранирования, ограничения времени пребывания в зоне ПРН и т.д.

3. Наиболее важной и требующей дальнейших исследований остаётся проблема обеспечения электробезопасности верховых электромонтёров, т.е. исключения перекрытий изоляционных промежутков в зоне ПРН при воздействии перенапряжений.

4. При расчётах электробезопасности ПРН достаточно учитывать коммутационные перенапряжения, возникающие при случайных коротких замыканиях на соседних фазах и, в особых случаях, перенапряжения, возникающие при повторном включении ВЛ средствами автоматики.

5. Основное достоинство вероятностного подхода оценки электробезопасности ПРН состоит в том, что он даёт непосредственную и не заниженную оценку индивидуальной степени риска верхового электромонтёра в каждой конкретной

технологической операции. Однако чтобы реализовать методику необходимо иметь, как минимум, экспериментальные данные по разрядным характеристикам промежутков в зоне ПРН и расчётные данные по амплитудам и длительностям фронта возможных коммутационных перенапряжений в зоне ПРН. Поэтому для совершенствования подхода необходимо разработать методики расчёта необходимых разрядных характеристик и перенапряжений.

6. Главным достоинством методик МЭК и IEEE для расчёта минимальных изоляционных расстояний является их относительная простота и наглядность.

7. Недостатки методик также очевидны. Во-первых, они не дают прямого ответа на вопрос о степени риска работ под напряжением. Во-вторых, они не учитывают вероятностного характера ряда событий, способных привести к перекрытию в зоне ПРН. Достаточно серьёзные просчёты допущены в оценках разрядного напряжения воздушных промежутков в зоне ПРН. Во-первых, они учитывают только критическую длительность фронта перенапряжений, а в реальности большинство перенапряжений имеют более длительные фронты. Во-вторых, расчёты базируются на эмпирической зависимости электрической прочности промежутка «стержень-плоскость», полученные в лабораторных условиях без моделирования электростатического влияния сторонних объектов, которые имеют место в реальности, например, соседних проводов ВЛ или шин подстанции, находящихся под потенциалом другого знака или величины, оснастки для ПРН и др. Дальнейший переход к промежутку «провод-опора», выполнен без учёта возможного влияния на электрическую прочность конструктивных параметров опоры, например, ширины стойки, наличие других заземлённых элементов: траверсы, грозозащитного троса и оттяжек.

8. В ряде случаев изоляционные промежутки в зоне предполагаемых работ под напряжением, оказываются меньше расстояний, предельно допустимых по нормативным документам и расчётам. Для выполнения работ могут помочь изменения траектории перемещения электромонтёра и оснастки между заземлёнными и находящимися под напряжением элементами ВЛ или установка защитных искровых промежутков, ограничивающих амплитуду возможных перенапряжений.

При этом первое мероприятие не всегда удаётся реализовать, а монтаж защитных промежутков чреват отключениями ВЛ.

9. Представляется перспективным для ограничения перенапряжений использовать специальные защитные аппараты на основе нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН). Для их разработки необходимо провести тщательные исследования возможных коммутационных перенапряжений, обосновать выбор необходимых характеристик и конструкции защитных аппаратов, совместно с производителями разработать опытные образцы и провести их высоковольтные испытания, а по результатам испытаний ввести коррективы в требования и конструкцию будущих серийных образцов аппаратов.

10. Представляется необходимым оценить и общие условия реализации ПРН, учитывающие не только технические, но и экономические аспекты.

ГЛАВА 2 РАЗРЯДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЗДУШНЫХ ПРОМЕЖУТКОВ В ЗОНЕ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

2.1 Оценка напряжения перекрытия изоляционных промежутков в зоне ремонтных работ под напряжением

Безопасность производства ремонтных работ под напряжением (ПРН) на воздушных линиях электропередачи непосредственно связана с исключением перекрытий воздушных промежутков и изоляции ремонтируемой линии в зоне ПРН при случайных коммутационных перенапряжениях. Указанная проблема решается выбором минимальных изоляционных расстояний в зоне ПРН, с учётом возможных перенапряжений. При этом рекомендуемые значения расстояний базируются на знании характеристик перенапряжений и разрядных напряжений изоляционных промежутков в зоне ПРН. В данном параграфе обсуждаются методы расчёта напряжения перекрытия и факторы, влияющие на него, а также приведено сравнение расчётных и экспериментальных данных по напряжениям перекрытия.

В некоторых случаях технологии ПРН воспроизводятся в полномасштабных макетах конструкций, и разрядные характеристики изоляционных промежутков определяются непосредственно в испытаниях [11; 20; 49; 53; 56 – 58]. Так, например, большой объём испытаний был проведён в 80-х годах прошлого столетия в Сибирском НИИ энергетики. Испытания проводились на полномасштабных макетах наиболее распространённых опор ВЛ (220 – 1150) кВ (рисунок 2.1).

В результате испытаний были проведены оценки степени риска ПРН, которую приравнивали к вероятности перекрытия хотя бы одного изоляционного промежутка в зоне ПРН [4].

В стандарте МЭК [63] электрическая прочность определяется расчётом, но только для критической длительности фронта

$$T_{\Phi, \text{кр}} = 45 \cdot d. \quad (2.1)$$

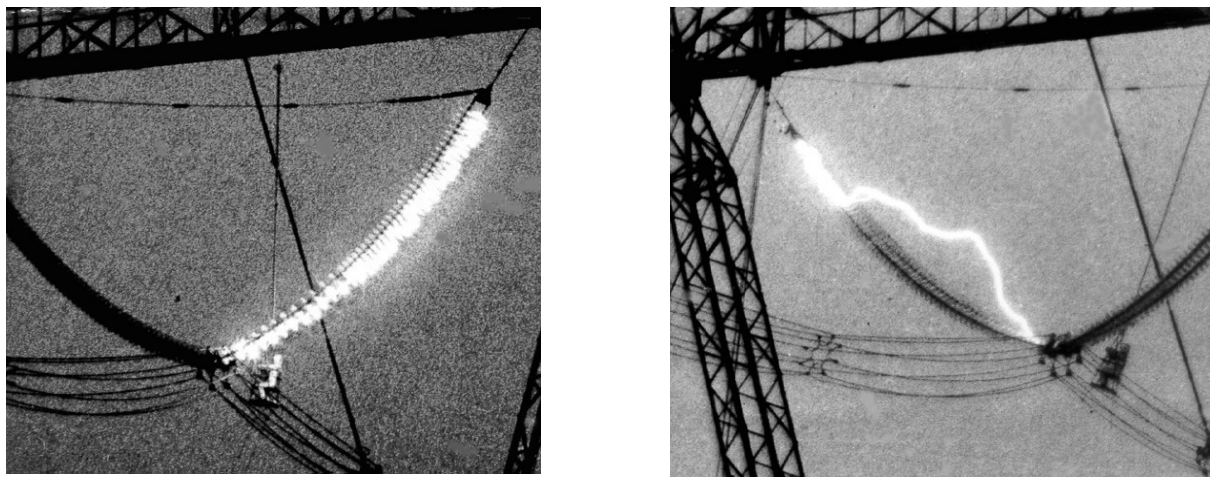


Рисунок 2.1– Перекрытия изоляции при моделировании технологии ремонтных работ под напряжением в окне опоры воздушной линии 1150 кВ

Для оценки степени риска этого недостаточно. В настоящей работе реализована попытка объединить достоинства двух подходов к оценке безопасности ПРН: российской концепции индивидуальной степени риска и концепции «минимального расстояния приближения» по МЭК. Потребность в таком объединении возникает в случае, когда отсутствует возможность провести макетирование и высоковольтные испытания объектов, предназначенных к ремонту или обслуживанию под напряжением. При этом, однако, необходимо вычислить степень риска, для чего в программе расчёта нужно задать 50-процентные разрядные напряжения исходных воздушных промежутков и тех же промежутков при наличии в них оснастки и ремонтника (то есть зоны ПРН) при воздействии коммутационных перенапряжений с «критическими» и «большими» длительностями фронтов, а также задать их удельный вес в общем числе ожидаемых перенапряжений. Именно для оценки прочности при критической длительности фронта и можно использовать элементы методики МЭК, которая описана в п. 1.3.

Добавим к этому несколько комментариев. Пробой длинных воздушных промежутков длиной в несколько метров при воздействии коммутационных перенапряжений происходит по стримерно-лидерному механизму [76 – 79]. Разрядные характеристики многих изоляционных промежутков характерных для подстанционного оборудования и ВЛ достаточно подробно исследовались в [80 – 82].

Поправка на высоту над уровнем моря с помощью коэффициента k_a идентична стандартной процедуре приведения разрядного напряжения воздушного промежутка к нормальному атмосферному давлению воздуха 760 мм. рт. ст., т.е. $k_a = p/760$. Влияния температуры и абсолютной влажности воздуха на разрядное напряжение воздушных промежутков компенсируют друг друга, и поэтому их можно не учитывать [82].

Зависимость разрядного напряжения от размеров «объекта с плавающим потенциалом» достаточно сложная [53], но для реального, имеющего в практике ПРН соотношения размеров изолированного объекта, например, монтерского стула и воздушных промежутков, приведённое в стандарте значение коэффициента k_f соответствует наихудшей ситуации, когда стул с ремонтником приближается к проводу ВЛ, но ещё не касается его и потому имеет некоторый промежуточный, т.е. «плавающий» потенциал.

Аналогичный консервативный подход просматривается и при учёте влияния на электрическую прочность числа дефектных изоляторов. Экспериментальная проверка, выполненная авторами [83], показала, что выражение (1.10) справедливо только для случая, когда все повреждённые изоляторы располагаются вблизи узла подвески. При другом расположении повреждённых изоляторов электрическая прочность мало отличается от прочности «здоровых» гирлянд изоляторов, если число повреждённых не превышает 20 % от общего числа изоляторов в гирлянде, соответствующему её «аварийному» состоянию.

Перестраховочный подход разработчиков стандарта МЭК проявился и в отказе учитывать другие факторы, приводящие к снижению вероятности пробоя воздушного промежутка. Так, например, половина коммутационных перенапряжений имеет отрицательную полярность, при которой электрическая прочность возрастает. Кроме того, длительность фронта коммутационного перенапряжения далеко не всегда равна критической и т.д. Поэтому расчёт по (1.8) надо воспринимать как оценку минимально возможных величин напряжения перекрытия.

Среди известных данных следует отметить эмпирическую зависимость электрической прочности промежутка «провод-стойка опоры» от длины этого промежутка при критической длительности фронта[84]

$$U_{50,кр.} = \frac{4250}{1+8/d} \quad (2.2)$$

На рисунке 2.2 кривые 2 и 3, построенные по выражениям (2.2) и (1.8), соответственно, приведены вместе.

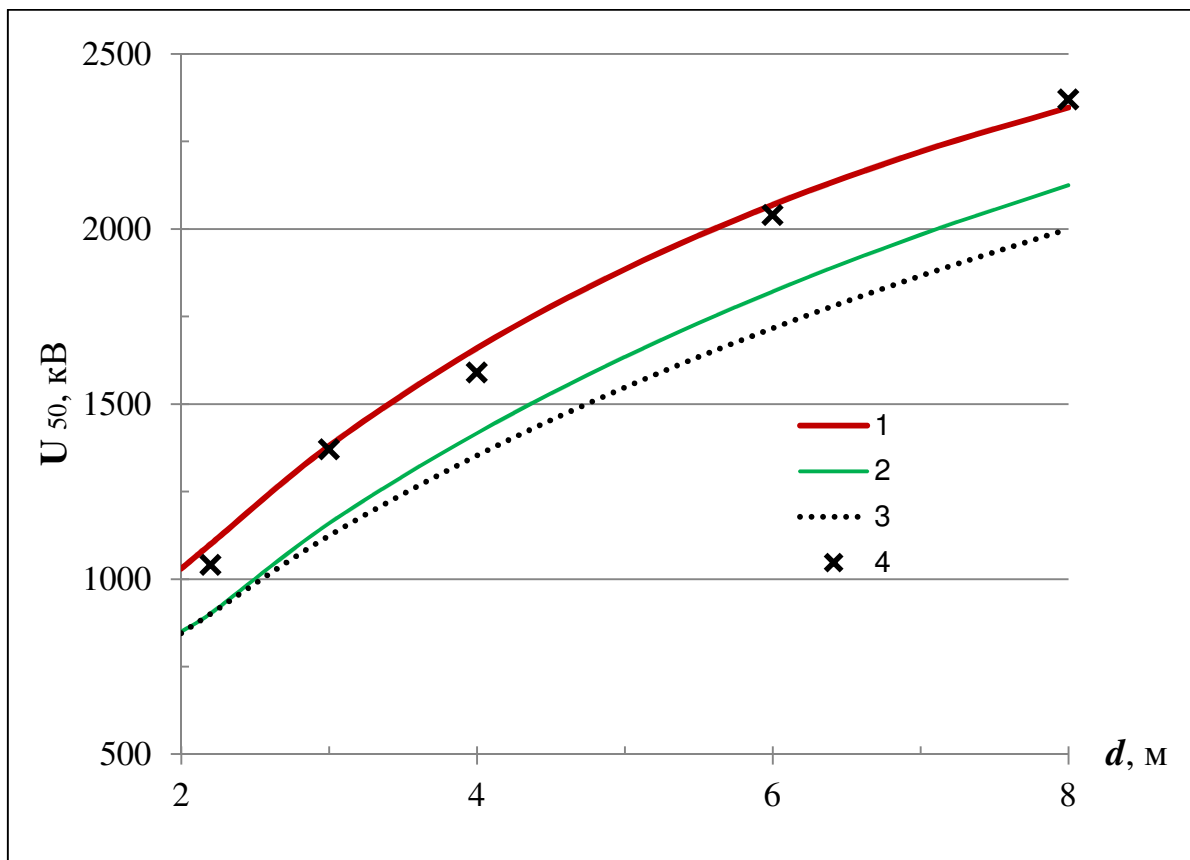


Рисунок 2.2– Зависимости 50% - го напряжения перекрытия воздушного промежутка «провод-стойка опоры» от его длины при положительной полярности импульсного напряжения и длительности фронта 1000 мкс(1) и критической (2,3): 1, 2, 3 – расчёт, 4 – эксперимент

Видно небольшое расхождение кривых 2 и 3 при увеличении длины промежутка. По-видимому, оно объясняется неопределённостью в выборе численного значения коэффициента $k_g \geq 1,2$.

О влиянии длительности фронта на электрическую прочность уже говорилось. Для воздушного промежутка «провод – стойка опоры» это влияние описывается эмпирическим выражением [84]

$$U_{50}(T_{\Phi}) = U_{50,кр} \cdot \left[1.255 - 0.51 \left(\frac{T_{\Phi,кр}}{T_{\Phi}} \right) + 0.255 \left(\frac{T_{\Phi,кр}}{T_{\Phi}} \right)^2 \right]. \quad (2.3)$$

Графики изменения прочности от длины фронта, известные как U -образные кривые, приведены на рисунке 2.3 для четырёх длин воздушных промежутков.

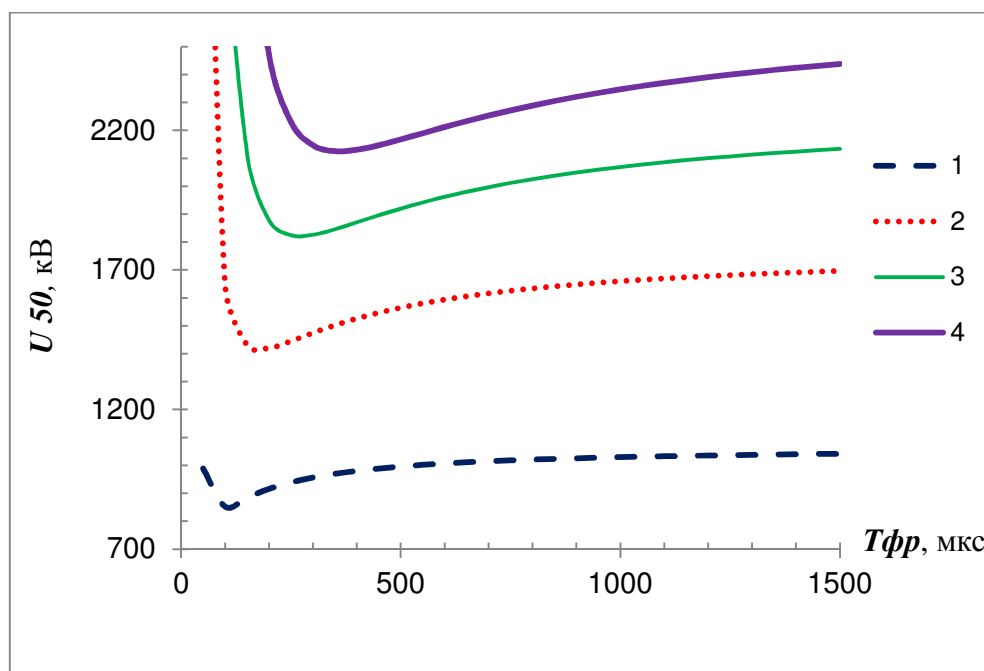


Рисунок 2.3– Зависимость электрической прочности промежутка «провод – стойка опоры» от длительности фронта испытательного напряжения при длинах промежутков 2 (1), 4 (2), 6 (3) и 8 (4) метров

Минимумы в этих кривых соответствуют критической длительности фронта. С учётом (2.3) на рисунке 2.3 и была построена зависимость электрической прочности воздушного промежутка при длительности фронта 1000 мкс (ряд 1). На рисунке 2.3 приведены также экспериментальные данные по электрической прочности промежутков «провод – опора» в виде отдельных точек, обозначенных крестиками (ряд 4). Они были получены при испытаниях полномасштабных макетов зоны ПРН для классов напряжения ВЛ 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ. Первые четыре точки были получены в испытаниях макетов крайних фаз ВЛ при воздействии

импульса напряжения с фронтом около 700 мкс, последняя точка ($d = 8$ м) была получена для средней фазы ВЛ 1150 кВ на импульсах напряжения с фронтом 1500 мкс. Видно, что экспериментальные данные достаточно хорошо совпадают с расчётной кривой для импульсов с длительностью фронта 1000 мкс.

Совпадение расчётных и экспериментальных значений разрядного напряжения при длительности фронтов, близких к характерным для коммутационных перенапряжений, позволяет сделать вывод о возможности объединения двух подходов к оценке безопасности ПРН. Расчёт разрядных напряжений надо проводить по выражению (2.2), но влияние прочих факторов учитывать коэффициентами, входящими в (1.8). В расчётах степени риска ПРН можно применять приведённые выше зависимости со своими длинами воздушных промежутков: исходного и сокращённого за счёт присутствия в зоне ПРН верхового электромонтёра. Среднеквадратичные отклонения разрядных напряжений можно принять равными $\sigma = 5$ %, что согласуется с рекомендованными в стандарте МЭК значениями.

В упоминавшейся программе оценки степени риска расчёт вероятности перекрытия в зоне ПРН предполагает отдельную оценку вклада вероятностей перекрытия при критической длительности фронта и длинных фронтах (≥ 500 мкс). Относительно учёта распределения перенапряжений по длительности фронта определённой точки зрения нет. Считается, однако, что большинство коммутационных перенапряжений при включении ВЛ под напряжение имеют фронты с длительностью сотни микросекунд, а стандартный импульс коммутационного испытательного напряжения имеет форму 250/2500 мкс.

Автором были проведены несколько сотен расчётов коммутационных перенапряжений на ВЛ 220 и 500 кВ при автоматических повторных включениях ВЛ [85; 86]. В расчётах варьировался случайным образом момент коммутации включения относительно фазы напряжения в системе. В результате расчётов было показано, что доля импульсов с короткой, близкой к критической длительности фронта, не превышает 5 %. Несмотря на малое число перенапряжений с критической длительностью фронта, их вклад в общую вероятность перекрытия оказывается сопоставимым с вкладом импульсов с “длинными” фронтами [4].

В заключение рассмотрим влияние на электрическую прочность ещё нескольких факторов, которые до сих пор не учитывались в методике МЭК.

Во-первых, представляется необходимым учёт влияния на электрическую прочность промежутков ширины грани опоры, обращённой к проводу. Обобщение результатов испытаний многих лабораторий позволило авторам [82] установить зависимость

$$U_{50}(B) = U_{50}(1) \cdot (1,03 - 0,03B), \quad (2.4)$$

где $U_{50}(1)$ – разрядное напряжение при $B = 1$ м.

Это соотношение справедливо в диапазоне изменения $B = (0,02 - 5)$ м, который охватывает практически все возможные варианты конструкций опор. Поэтому его можно и нужно использовать, например, дополнительным корректирующим коэффициентом k_B в (1.9).

Во-вторых, следует рассмотреть влияние конфигурации промежутков в зоне ПРН на их разрядные напряжения. Результаты исследований, приведённые в [65], показали, что при одинаковых расстояниях до траверсы и до стойки опоры напряжения перекрытия изоляционных промежутков одинаковы. Однако конструкция опоры и расположение провода относительно её элементов оказывают влияние на разрядные характеристики: 50%-ные разрядные напряжения снижаются по мере увеличения числа заземлённых элементов, окружающих провод, а самые низкие из них соответствуют расположению провода в окне опоры (рисунок 2.4).

Однако, уменьшение $U_{50\%}$ при увеличении числа элементов опоры, окружающих провод, сопровождается уменьшением разброса разрядных напряжений. Одновременное снижение разрядного напряжения $U_{50\%}$ и коэффициента вариации σ при увеличении числа элементов опоры, окружающих провод, приводит к тому, что выдерживаемое напряжение

$$U_{0.13\%} = U_{50\%}(1 - 3\sigma) \quad (2.5)$$

оказывается почти одинаковым для всех типов промежутков.

Это обстоятельство означает, что влиянием дополнительных элементов опоры на прочность изоляционных промежутков можно пренебречь. Поэтому, если в программе расчёта степени риска закладывать, как и прежде, $\sigma = 5 \%$, то достаточно учитывать минимальный изоляционный промежуток, и тогда расчёты степени риска сохранят перестраховочный характер независимо от конфигурации промежутков в зоне ПРН количества и возможных траекторий разряда.

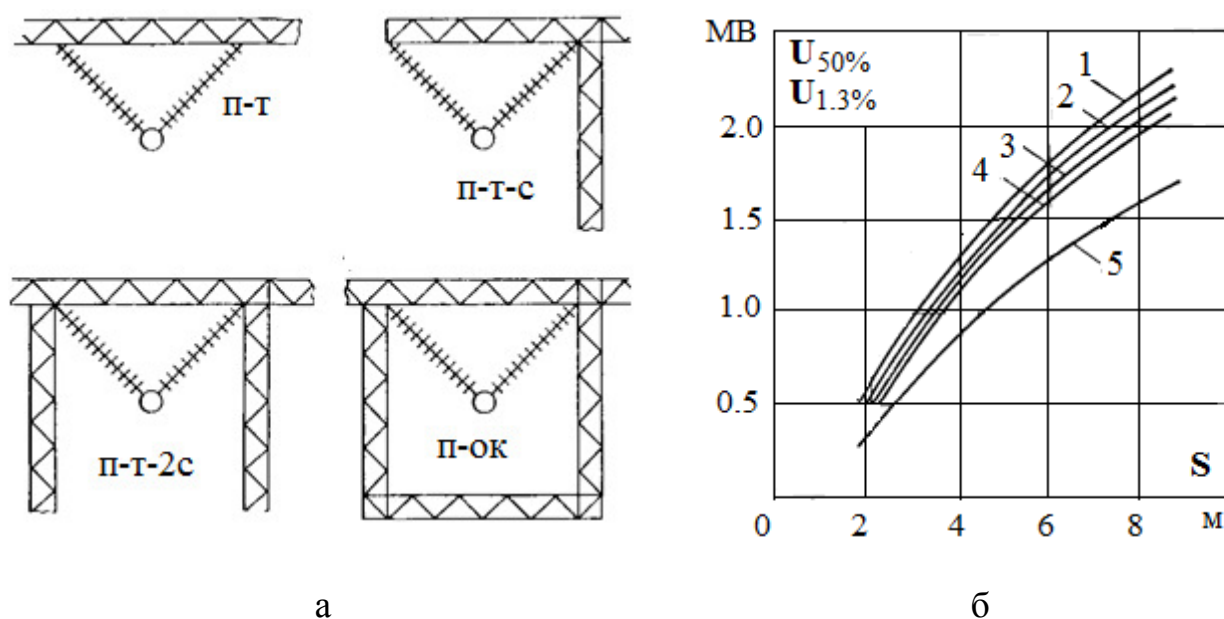


Рисунок 2.4– Расположение провода относительно элементов опоры (а) и разрядные кривые на коммутационном импульсе напряжения положительной полярности (б), $U_{50\%}$ (1 – 4) и $U_{0.13\%}$ (5) в промежутках: 1 – «п – т»; 2 – «п – т – с»; 3 – «п – т – 2с»; 4 – «п – ок»; 5 –выдерживаемые напряжения

Аналогичные выводы были сделаны автором [87] при исследованиях разрядных напряжений промежутков «провод – стойка – траверса» (рисунок 2.5) и «провод в окне опоры ПОГ-1150 кВ». Испытания проводились на полномасштабных макетах изолирующей подвески провода в окне реальной опоры ПОГ 1150 – 5.

Эквивалентные кривые отражают факт изменения траектории каналов разряда с провода в тот или иной элемент заземлённой конструкции опоры. Например, при сохранении разрядного напряжения в местах изгиба кривых при увеличении расстояния от провода до стойки всё больше разрядов попадает в траверсу.

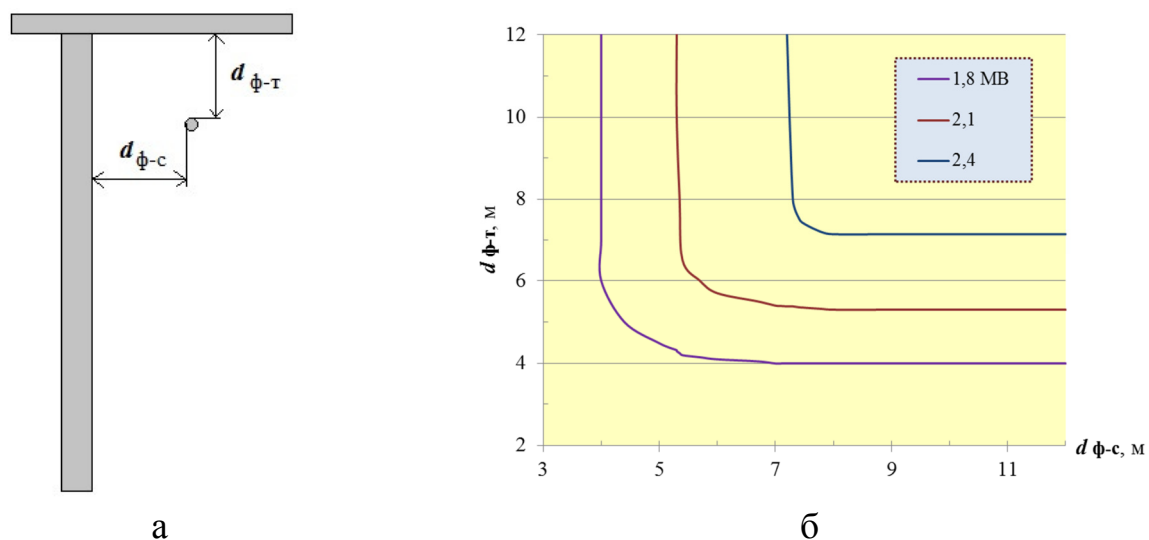


Рисунок 2.5 – Расположение провода относительно элементов опоры (а) и эквивалентные кривые (б) промежутков при воздействии коммутационного импульса положительной полярности

Аналогичные зависимости были получены для промежутков «провод средней фазы в окне промежуточной опоры ПОГ-1150 кВ» (рисунок 2.6). На нём ординатой служит расстояние горизонтального смещения оси провода от центра симметрии окна опоры, а на оси абсцисс отложено расстояние от оси опоры до нижней грани траверсы.

Предложенный автором [87] способ построения кривых, соответствующих неизменной электрической прочности воздушных промежутков между фазным проводом и элементами опоры в координатах геометрии тела опоры представляется весьма привлекательным для оценки безопасности ПРН.

Используя подобные экспериментальные или расчётные данные, можно сформировать зону ПРН, аналогичную той, что изображена на рисунке 1.10 или несколько таких зон, соответствующих разным вероятностям разряда или уровням риска верхового электромонтёра. В качестве примера на рисунке 2.7 приведены те же эквивалентные кривые, только симметрично дополненные и совмещённые с эскизом окна опоры.

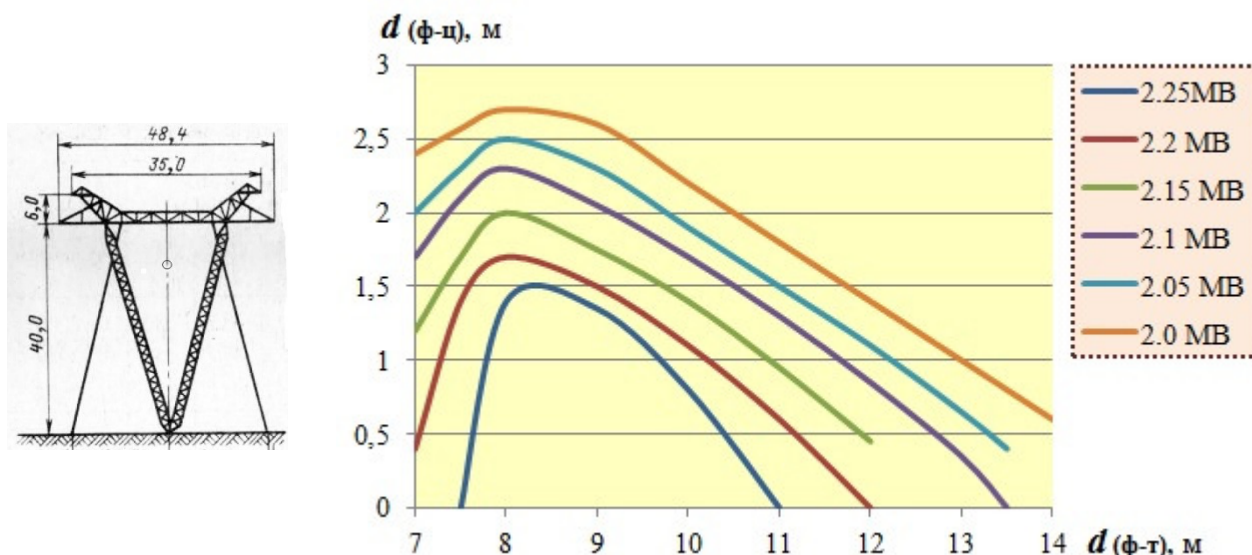


Рисунок 2.6 – Провод в окне опоры ПОГ-1150-1 и эквивалентные кривые изоляционных промежутков до траверсы и стоек опоры при воздействии коммутационного импульса напряжения положительной полярности

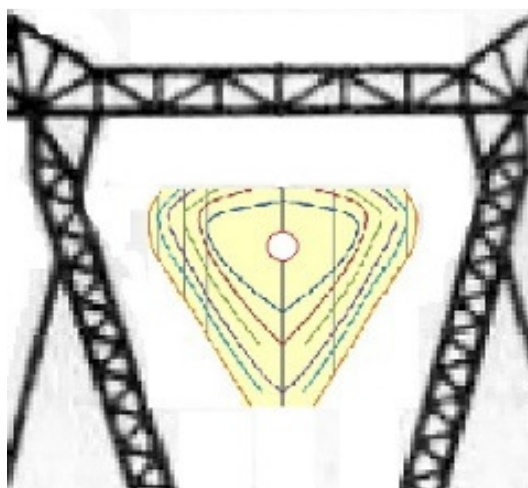


Рисунок 2.7 – зоны ПРН в окне опоры ПОГ-1150-1 разного уровня риска

Зоны, очерченные этими кривыми можно трактовать как зоны ПРН разного уровня риска при одной и той же амплитуде коммутационного перенапряжения. Самая безопасная зона располагается ближе к проводу. По приближённым оценкам с помощью изложенной в п.1.3 методики уровень индивидуальной степени риска в этой зоне не превышает 10^{-9} при кратности перенапряжения $k_{п} = 1.8 U_{н.р.макс.}$. Это означает, что вероятность перекрытий изоляционных промежутков, изображённых на рисунке 2.1, практически исключена, если верхней электро-

монтёр не покидает границ этой зоны. В наружной зоне вероятность перекрытия увеличивается почти на два порядка, но всё равно остаётся достаточно низкой.

Третий фактор, который влияет на электрическую прочность промежутков в зоне ПРН, но не учитывался до сих пор ни в одной из методик, приведённых в п. 1.3. Речь идёт о влиянии соседних фаз на электрическую прочность промежутка одной из них на заземлённые элементы опоры. Очевидно, что присутствие соседних фаз с отличающимися потенциалами изменяет картину поля и, в конечном счёте, влияет на разрядные напряжения рассматриваемого промежутка «провод – опора», но это влияние не учитывается в (2.2), поскольку в основе этих эмпирических выражений лежат экспериментальные данные, полученные в «однофазных» испытаниях. Соответственно, рекомендации МЭК явно требуют пересмотра в части определения величины минимального допустимого расстояния.

Наиболее просто влияние соседних фаз можно учесть введением нового корректирующего коэффициента в (1.9), что и было предложено автором в [88]. Обозначим его как k_n . К сожалению, эксперименты с трёхфазным моделированием объектов при высоковольтных испытаниях практически отсутствуют. Некоторые данные о разрядных характеристиках изоляционных промежутков были получены в Сибирском НИИ энергетики и в Ленинградском политехническом институте на макетах опор ВЛ 500, 750 и 1150 кВ. По итогам этих испытаний значения влияющих коэффициентов могут быть определены как $k_n = 0,98$ для крайней фазы и $k_n = 0,97$ для средней фазы, если речь идёт о промежутках, находящихся в плоскости симметрии опоры. В данном случае малые влияния соседних фаз на прочность изоляционных промежутков объясняются экранирующим действием стоек опоры.

Очевидно, что влияние соседних фаз усилится в пролёте ВЛ. Применительно к ПРН следует учитывать влияние соседних фаз на напряжения перекрытия и между фазными проводами, и между тележкой с ремонтником, перемещающейся по проводу в пролёте, и землёй или заземлённым объектом, который по каким-то причинам нельзя убрать на время ПРН. Последнее необходимо в случаях, когда указанное изоляционное расстояние, оказывается меньше или равным рекомендуемым значениям.

В соответствии с концепцией «критического заряда» [81; 82] разрядное напряжение провода 1 с положительным потенциалом относительно земли

$$U_{50\%,1} = \alpha_{11} \left(1 - \frac{\alpha_{12}^2}{\alpha_{11}\alpha_{22}} \right) q_{кр.1} + \frac{\alpha_{12}}{\alpha_{22}} U_2, \quad (2.6)$$

где α_{11} и α_{22} – собственные, а α_{12} – взаимные потенциальные коэффициенты; $q_{кр.1}$ – линейная плотность критического заряда первого провода; U_2 – потенциал второго провода отрицательной полярности относительно земли.

Межфазное разрядное напряжение определяется как

$$U_{50\%,1-2} = U_{50\%,1} - U_2 = \alpha_{11} \left(1 - \frac{\alpha_{12}^2}{\alpha_{11}\alpha_{22}} \right) q_{кр.1} - U_2 \left(1 - \frac{\alpha_{12}}{\alpha_{22}} \right). \quad (2.7)$$

Как следует из (2.6) разрядное напряжение на землю $U_{50\%,1}$ при отрицательных значениях U_2 снижается при росте модуля этого напряжения, но значительно меньше, чем увеличивается U_2 (по модулю), так как α_{12} значительно меньше α_{11} . По этой же причине разрядное напряжение межфазного промежутка существенно увеличивается при увеличении U_2 (рисунок 2.8).

Зависимость разрядных напряжений от трёх параметров, H_0 , S_0 и U , значительно усложняет расчёты. Однако их можно упростить, если воспользоваться условиями подобия изоляционных систем [81]. При одинаковых отношениях H/S зависимости отношения 50%-ных разрядных напряжений положительной полярности относительно земли от отношения напряжений U/U^+ одинаковы при любых величинах воздушных промежутков и сохранении лидерной формы разряда. Эти зависимости могут быть представлены в виде

$$\frac{U_{50\%}^+}{U_{50\%;0}^+} \cong 1, \quad (2.8)$$

при $\frac{U^-}{U^+} \leq 0.7 \left(\frac{S}{H} - 0.55 \right)$ и

$$\frac{U_{50\%}^+}{U_{50\%;0}^+} = 1 - \left(0.35 - 0.15 \frac{S}{H} \right) \cdot \left[\frac{U^-}{U^+} - 0.7 \left(\frac{S}{H} - 0.55 \right) \right], \quad (2.9)$$

при $\frac{U^-}{U^+} > 0.7 \left(\frac{S}{H} - 0.55 \right)$.

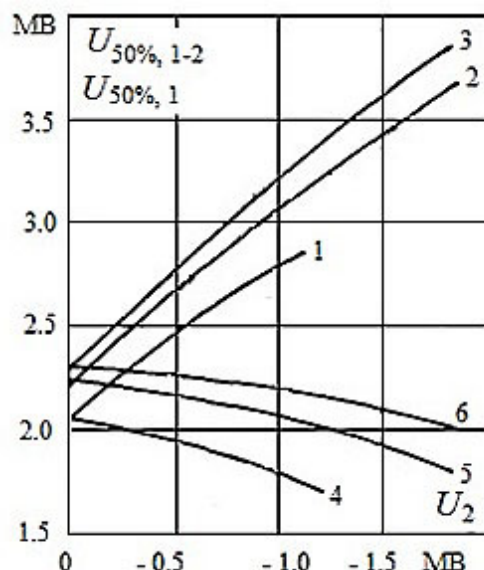


Рисунок 2.8 – Зависимости разрядных напряжений относительно земли $U_{50\%,1}$ (кривые 4 – 6) и между проводами (1 – 3) от напряжения U_2 при высоте провода над землёй $H=11$ м, и изоляционных расстояниях между проводами $S = 6$ м (1, 4), $S = 8$ м (2,5) и $S = 10$ м (3,6) [82]

Выражения (2.8) и (2.9) позволяют рассчитать величину разрядного напряжения относительно земли при известном его значении и при нулевом потенциале на втором проводе. Обработка экспериментальных данных показала, что учёт соседнего заземлённого провода снижает прочность первого провода относительно земли

$$\frac{U_{50\%;0}^+}{U_{50\%;\phi-3}^+} = 1 - 0.085 \left(\frac{H}{S}\right)^{1.5}. \quad (2.10)$$

В трёхфазной изоляционной системе разрядные напряжения снижаются ещё немного по сравнению с двухпроводной системой. Так, например, при напряжении на третьей фазе $U_3=0$ (что близко к расчётным случаям в гл. 3)

$$\frac{U_{50\%;0}^+}{U_{50\%;\phi-3}^+} = 1 - 0.13 \left(\frac{H}{S}\right)^{1.1}. \quad (2.11)$$

При этом соотношения (2.10) и (2.11) сохраняются.

В простом инженерном подходе поправочный коэффициент влияния соседних фаз при ПРН в пролёте можно вывести из (2.11). Очевидно, что вопрос влияния со-

седних фаз на электрическую прочность более актуален для случая воздушного промежутка между тележкой ремонтника и деревом или транспортом ближе к середине пролёта. В стилизованном виде эта ситуация приведена на рисунке 2.9.

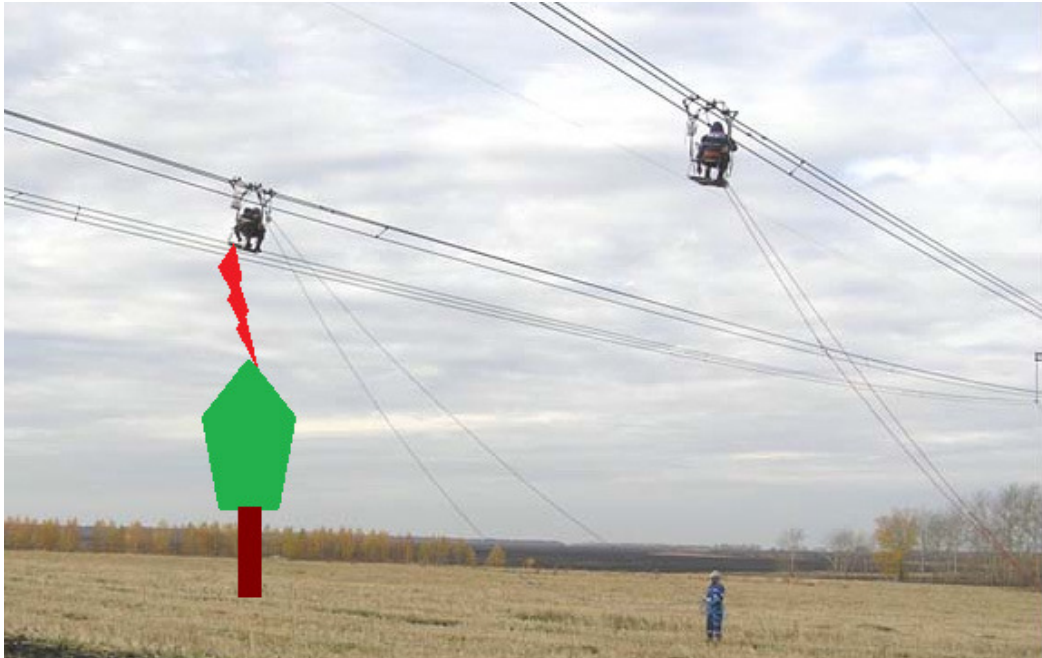


Рисунок 2.9 – Гипотетический случай перекрытия с тележки ремонтника на вершину дерева в пролёте линии 500 кВ

Несмотря на то, что при подготовке к ПРН все препятствующие выполнению работ в пролёте деревья должны быть срублены, а транспорт отведён на безопасное расстояние, в практике ПРН имели место перекрытия с тележки ремонтника на высокие кустарники, связанные с пресловутым «человеческим фактором» (небрежность в замерах, спешка, халатность).

У ВЛ 220 кВ высота подвеса провода на промежуточных опорах составляет $H = (18 - 22)$ м, а расстояние между проводами $S = (8,5 - 13)$ м. Для приближённых оценок поправок на влияние рассмотрим ситуацию, подобную той, что приведена на рисунке 2.9. Примем $S = 8,5$ м, и $H = 10$ м. Тогда из (2.11) поправочный коэффициент, $k_n \approx 0,85$.

Для ВЛ500 кВ при $S = 12$ м, и $H = 15$ м аналогичные оценки дают $k_n \approx 0,84$. Окончательно можно принять $k_n \approx 0,97$ для ПРН на опоре и $k_n \approx 0,85$ при работе в пролёте ВЛ.

2.2 Выводы по главе

Оценку напряжения перекрытия можно производить расчётом по эмпирическим зависимостям прочности от длины промежутка с учётом корректирующих коэффициентов, учитывающих влияние на электрическую прочность воздушных изоляционных промежутков длительности фронта коммутационных перенапряжений, конструкции и размеров опоры, а также взаимного расположения зоны ПРН и проводов линии.

Для последующей оценки степени риска расчёты необходимо проводить четыре раза, т.е. для двух длительностей фронта и двух длин промежутков: проектной длины и промежутков, меньшей длины, скорректированной от проектной длины в меньшую сторону за счёт введения при ремонтах оснастки и приспособлений, включая монтерский стул и электромонтёра.

ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 и 500кВ

3.1 Выбор схем электропередачи, видов и условий коммутаций

Для обеспечения электробезопасности ПРН, особенно в стеснённых условиях, нужно знать характеристики случайных перенапряжений, которые могут возникнуть на ремонтируемой линии и привести к перекрытию изоляционных промежутков в зоне ПРН. Принципиально эту задачу можно решить, зная во всех подробностях характеристики ремонтируемой линии, подстанций на её концах и присоединённых к ним энергоузлов, а также возможные причины возникновения случайных перенапряжений. Целью данной главы было показать, как решается данная задача на примере какой-либо типичной схемы электропередачи и для конкретных видов перенапряжений.

Условия решаемой задачи формировались в следующей последовательности:

- выбор репрезентативного класса напряжения и длины ВЛ;
- выбор питающей и приёмной подстанций с учётом прилегающих к ним энергоузлов для последующей оценки их эквивалентных характеристик в расчётных схемах;
- выбор видов перенапряжений;
- выбор программного обеспечения и методики расчёта.

Конечными результатами расчётов должны быть основные характеристики перенапряжений, влияющие на вероятность перекрытия изоляционных промежутков в зоне ПРН: **амплитуды** или кратности по отношению к амплитуде наибольшего рабочего напряжения и **длительности фронтов**. При опасных перенапряжениях принимается решение об установке защитных аппаратов или отказе от работ под напряжением.

Что касается выбора класса напряжения, то автор решил ограничиться наиболее распространёнными в магистральных сетях ВЛ классов напряжения 220 и 500 кВ. При выборе длины линии учитывалось, что она влияет на схему и пара-

метры электропередачи и, соответственно, на переходные процессы, в частности, на форму и амплитуду перенапряжений. Понятно, что просчитать процессы для всех длин невозможно, поэтому был сделан выбор в пользу немного больше средних длин ВЛ. На основе данных, полученных от МЭС Сибири, был проведён статистический анализ протяжённости ВЛ (рисунок 3.1), эксплуатируемых этой организацией.

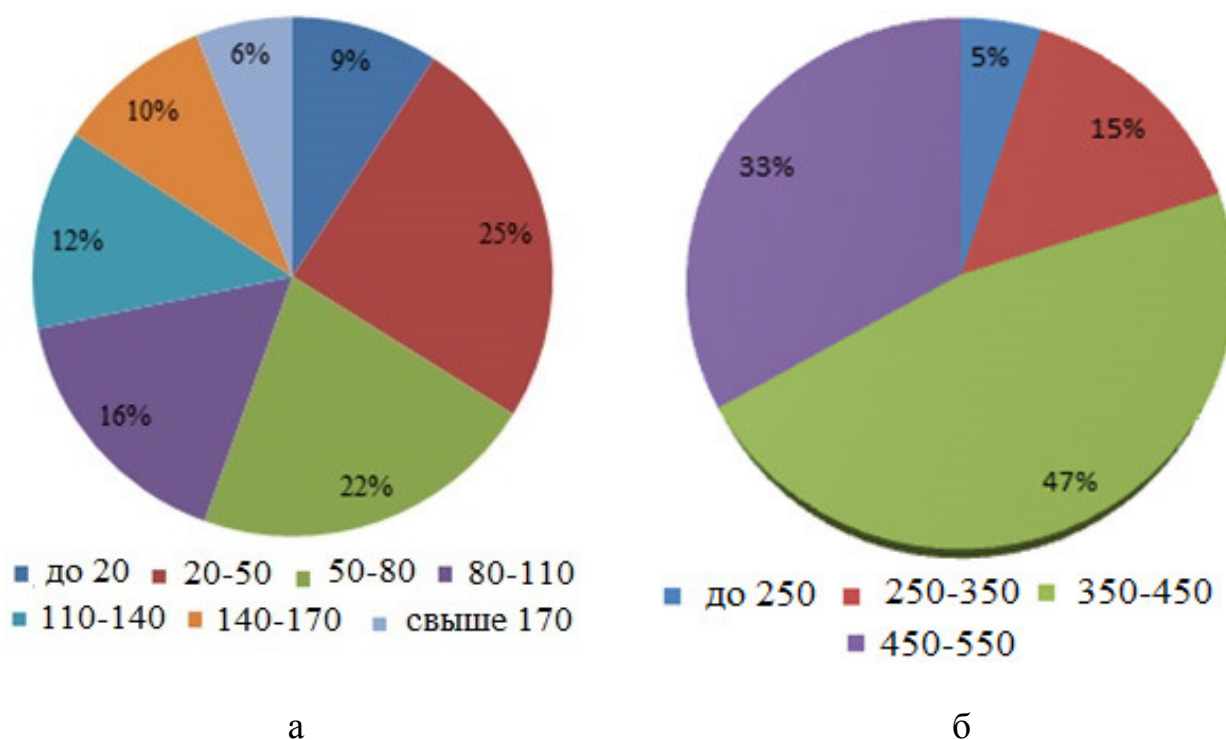


Рисунок 3.1 – Процентное соотношение длин (в километрах) ВЛ 220 (а) и 500 кВ (б) в МЭС Сибири

В классе напряжения 220 кВ преобладают линии протяжённостью до 170 км. Для ВЛ 500 кВ чаще других встречаются линии протяжённостью (350 – 450) км. Для дальнейших расчётов протяжённость ВЛ 220 кВ принималась несколько больше средней (200 км), а длина ВЛ 500 кВ принималась равной 400 км. Относительно просто решалась задача с выбором вида подлежащих рассмотрению перенапряжений. Во-первых, были оставлены без внимания грозовые перенапряжения, потому что при приближении грозы ПРН прекращается, а дошедшие до

зоны ПРН с расстояния не менее 10 км (это порог слышимости) в соответствии с выводами [89] не являются определяющими.

Также были проигнорированы квазистационарные перенапряжения, т.к. во время ПРН какие-либо изменения режимов энергосистем не производятся именно для того, чтобы избежать возможного роста напряжений сети. По тем же причинам были оставлены без внимания плановые коммутации на ремонтируемой ВЛ.

Из оставшихся коммутаций обязательному учёту подлежали случайные короткие замыкания на соседних с ремонтируемой фазах линии. С учётом известной статистики отключений, для расчётов достаточно брать только однофазные короткие замыкания на землю. Вообще говоря, на этом можно было бы и остановиться, т.к. в большинстве случаев на время ремонтных работ под напряжением устройства автоматического повторного включения (АПВ) выводятся из работы. Это делается, потому что подразумевается, что КЗ с наибольшей вероятностью возникнет в зоне ПРН с уменьшенным из-за присутствия оснастки разрядным напряжением. Поэтому повторное включение, чреватое большими перенапряжениями и повторными пробоями изоляции в ослабленном месте (в зоне ПРН), считается недопустимым. Такой подход, безусловно, правильный в отношении критических ситуаций в ПРН, даёт и ещё одно преимущество в отношении безопасности ПРН. Дело в том, что перенапряжения при случайных КЗ имеют меньшие амплитуды, чем при включении ВЛ в цикле АПВ.

Требуется, однако, дать два пояснения относительно вывода из работы устройств АПВ. Во-первых, указанное мероприятие противоречит идиоме Системного Оператора, согласно которой линия с выключенной автоматикой АПВ эквивалентна линии, выведенной в ремонт. Действительно вывод АПВ из работы снижает запас устойчивости энергосистемы, и некоторые, наиболее значимые для устойчивости энергосистем линии, нельзя лишать возможности АПВ.

Понятно, что указанное правило лишает смысла проведение каких-либо работ под напряжением, и в некоторых случаях эксплуатирующие организации вынуждены оставлять включёнными устройства АПВ на ремонтируемых ВЛ. Именно по

этой причине представляет интерес знать реальную картину переходных процессов при АПВ, оставшемся в работе даже на время ПРН.

Второе пояснение касается вида АПВ. В отличие от зарубежной практики в России трёхфазное АПВ (ТАПВ) реализуется только на линиях классов напряжения 220 кВ и ниже. Линии 330 кВ и выше, как правило, настраиваются на режим однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ); поэтому для ВЛ 500 кВ нами рассматривался только режим ОАПВ.

В итоге рассчитывались перенапряжения при следующих коммутациях.

- 1 Однофазные короткие замыкания (КЗ) на землю ВЛ 220 и 500 кВ.
- 2 Трёхфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ) ВЛ 220 кВ.
- 3 Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) ВЛ 500 кВ.

Другие перенапряжения, в том числе, возникающие в неполнофазных режимах [90], не рассматривались.

При расчётах варьировались точки КЗ и места проведения работ под напряжением, которые были названы точками измерений. Шаг расчёта составлял четверть длины линии.

КЗ моделировались на крайнем и среднем фазных проводах ВЛ. Момент КЗ в расчётах варьировался таким образом, чтобы соответствовать амплитудному значению напряжения на закорачиваемой фазе. Учитывались преимущественно перенапряжения положительной полярности, поскольку разрядные напряжения воздушных промежутков в зоне ПРН меньше, чем при отрицательной полярности. Так как перенапряжения формировались на «здоровых» фазах, то их амплитудные значения могли быть сдвинутыми относительно момента КЗ.

Некоторые расчёты проводились и в программе МАЭС [85; 86; 91], но в основной части использовался пакет АТР – ЕМТР [92]. Параметры приёмной и питающей систем были взяты типичными для магистральных сетей сибирского региона. Питающая и приёмная подстанции (ПС) моделировались элементом «Источник напряжения» и «линейными» элементами, характеризующими сопротивления по прямой и нулевой последовательности. Для электропередачи класса 220 кВ (рисунок 3.2) они моделировались с параметрами:

- амплитуда Э.Д.С. – $U_{\text{ф.м.}} = 197,6 \text{ кВ}$ ($U_{\text{н.р. макс}} = 242 \text{ кВ}$ или $1,1 U_{\text{ном}}$);
- частота – 50 Гц.

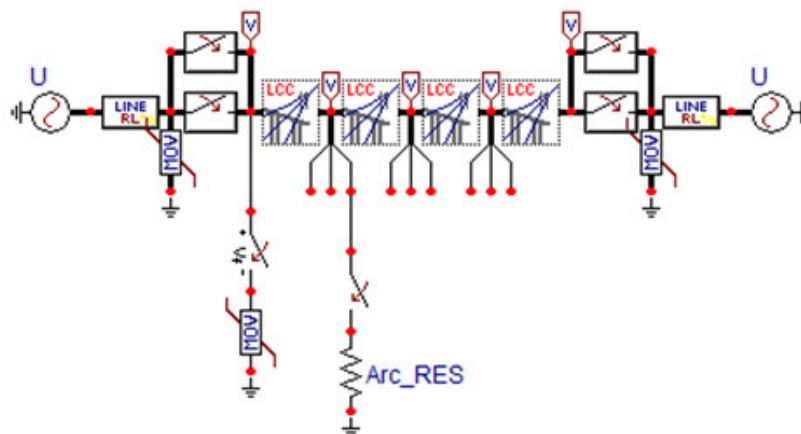


Рисунок 3.2 – Расчётная схема для трёхфазного автоматического повторного включения линии 220 кВ.

Питающая подстанция (аналог ПС «Барнаульская – 500 кВ») имела индуктивное и активное сопротивления по прямой и нулевой последовательностям: $X_L = 7,2 \text{ Ом}$; $X_{L_0} = 5,6 \text{ Ом}$; $R = 0,6 \text{ Ом}$; $R_0 = 0,42 \text{ Ом}$.

Приёмная подстанция (аналог ПС «Бийская – 220 кВ») имела параметры: $X_L = 26 \text{ Ом}$; $X_{L_0} = 27 \text{ Ом}$; $R = 3,3 \text{ Ом}$; $R_0 = 0,8 \text{ Ом}$.

ВЛ 220 кВ длиной 200 км моделировались четырьмя участками одинаковой длины по 50 км. При расчётах в программе МАЭС погонные индуктивные и активные сопротивления, а также ёмкостная проводимость по прямой и нулевой последовательностям соответствовали, приведённым в [93]. Для ВЛ на промежуточных опорах типа ПБ 220-1: $X_L = 0,43 \text{ Ом/км}$; $X_{L_0} = 1,25 \text{ Ом/км}$; $R = 0,098 \text{ Ом/км}$; $R_0 = 0,25 \text{ Ом/км}$; $b = 2,65 \text{ мкФ/км}$; $b_0 = 1,94 \text{ мкФ/км}$.

Для ВЛ 500кВ на промежуточных опорах типа ПБ 500-1: $X_L = 0,297 \text{ Ом/км}$; $X_{L_0} = 1,097 \text{ Ом/км}$; $R = 0,13 \text{ Ом/км}$; $R_0 = 0,084 \text{ Ом/км}$; $b = 0,259 \text{ мкФ/км}$; $b_0 = 0,339 \text{ мкФ/км}$. ВЛ 500 кВ длиной 400 км моделировались четырьмя участками одинаковой длины по 100 км.

В пакете АТР – ЕМТР эти параметры рассчитывались самой программой, исходя из геометрии пространственного расположения и характеристик проводов.

Расчётные схемы ВЛ 500 кВ отличались от схемы электропередачи 220 кВ включением реакторных групп по концам ВЛ. Реакторные группы были представлены RLC элементами, моделирующими характеристики реакторов наиболее распространённых в России типов РОДЦ или РОМБСМ с реактивной мощностью 60 МВАР. Параметры подстанций 500 кВ: амплитуда Э.Д.С. – $U_{ф.м.} = 428,66$ кВ ($U_{н.р. макс.} = 525$ кВ или $1.1 U_{ном}$); частота – 50 Гц. Питающая подстанция (аналог – ПС «Итатская–1150 кВ») имела параметры: $X_L = 18,5565$ Ом; $X_{L_0} = 15,3642$ Ом; $R = 0,37$ Ом; $R_0 = 0,31$ Ом. Приёмная подстанция (аналог – ПС «Алтай – 1150 кВ») моделировалась параметрами: $X_L = 26,674$ Ом; $X_{L_0} = 36,392$ Ом; $R = 0,53$ Ом; $R_0 = 0,73$ Ом.

Примеры расчётных схем, с линиями, выполненными без транспозиции и с транспозицией фазных проводов, приведены на рисунках 3.3 и 3.4.

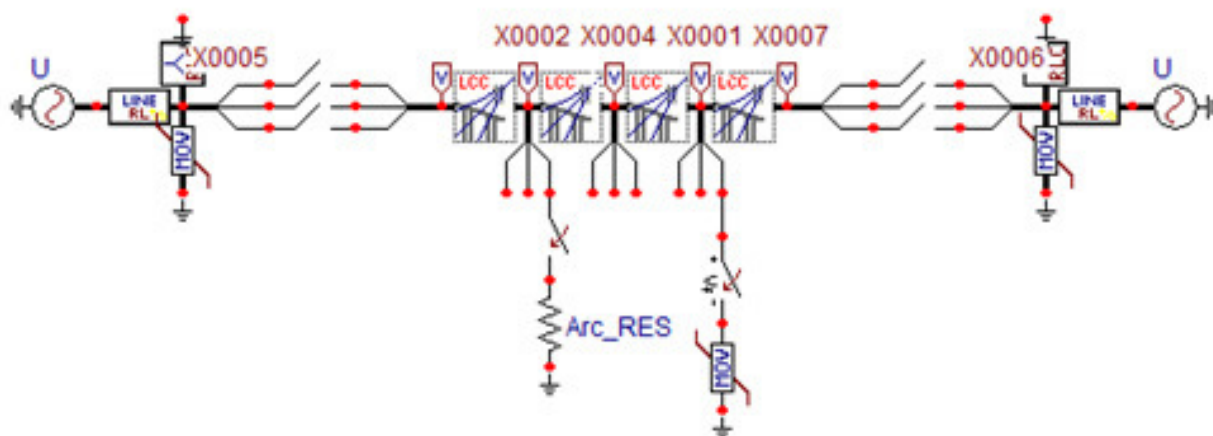


Рисунок 3.3– Расчётная схема для однофазного автоматического повторного включения линии 500кВ

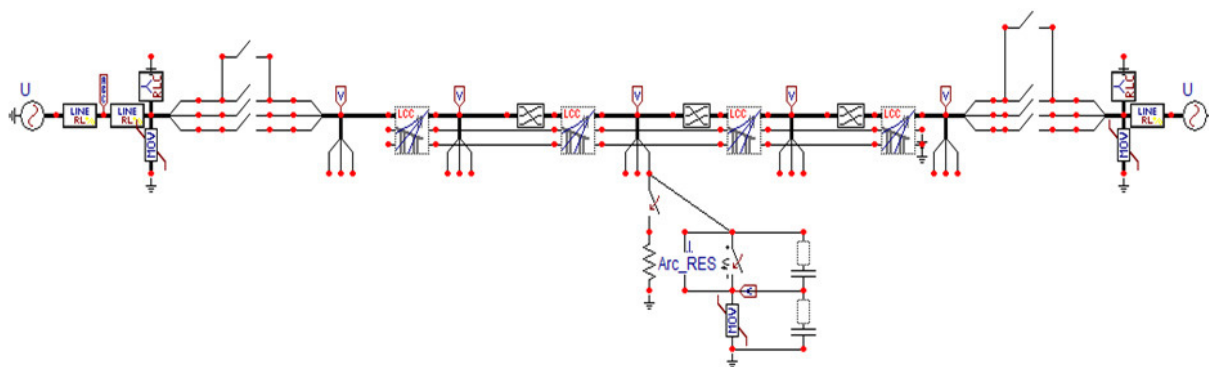


Рисунок 3.4— Расчётная схема для однофазного автоматического повторного включения линии 500кВ с транспозицией фаз и с защитным аппаратом ОПН – ПРН – 500

Шаг транспозиции для обеих был выбран равным 100 км.

3.2 Расчёт кратности коммутационных перенапряжений

Одним из достаточно сложных подготовительных шагов, оказался ввод данных по характеристикам защитного аппарата. В испытаниях опытных образцов защитных аппаратов ОПН – ПРН [94 – 97] выяснилось, что приложенное напряжение делится между искровым промежутком и ОПН в некоторой пропорции, которая зависит не только от соотношения ёмкостей экранов, но и от активного сопротивления ОПН.

Поэтому при моделировании защитного аппарата порог срабатывания был взят в соответствии с измеренными в испытаниях характеристиками срабатывания аппаратов. В результате порог срабатывания составил примерно 2 для аппарата ОПН-ПРН-220 кВ и около 1,8 для аппарата ОПН-ПРН-500 кВ.

После проведения расчётов было обнаружено, что в циклах АПВ расчёты, в которых участки линий моделировалась самой программой по указанным схемам, давали адекватные результаты только при условии полного стекания зарядов с проводов ВЛ за время бестоковой паузы. Понятно, что в случае, если включение линии произойдёт при наличии остаточного заряда кратности, то амплитуды перенапряжений увеличатся. Таким образом, была обнаружена некоторая непригодность располагаемого программного обеспечения для учёта стекания зарядов за

время бестоковых пауз в цикле АПВ. Дело в том, что в основе волновых методов расчёта неискажающих линий, реализованных в специализированных пакетах программ, линия моделируется с допущением о равенстве

$$C_l \cdot R_l = L_l \cdot G_l, \quad (3.1)$$

где C_l, R_l, L_l, G_l – погонные ёмкость, активное сопротивление и индуктивность по прямой последовательности и проводимость линии.

Для обеспечения (3.1) в известных программных продуктах величину проводимости по умолчанию искусственно увеличивают. В итоге расчётные модели линии хорошо работают для высокочастотных переходных процессов, например, при расчётах грозовых перенапряжений, но оказываются совершенно неприемлемыми при рассмотрении процессов автоматического повторного включения линии. Дело в том, что при отключении линии при однофазном замыкании одной из фаз на проводах других фаз остаются заряды, которые при отсутствии электромагнитных трансформаторов напряжения стекают только за счёт проводимости изолирующих подвесок проводов на землю. К моменту повторного автоматического включения линии на проводах могут остаться заряды, в том числе противоположной полярности, что непременно приведёт к увеличению амплитуды перенапряжений по сравнению со случаем отсутствия остаточных зарядов на проводах ВЛ.

По указанным причинам расчёты переходных процессов в цикле АПВ были проведены с моделями, в которых линия замещалась набором четырёхполюсников с сосредоточенными параметрами: последовательно включенными элементами, т.е. индуктивностью и сопротивлением, и параллельными элементами, т.е. ёмкостью и проводимостью относительно земли. Сокращенные варианты соответствующих расчётных схем приведены на рисунках 3.5 и 3.6, полные варианты - в Приложении Е.

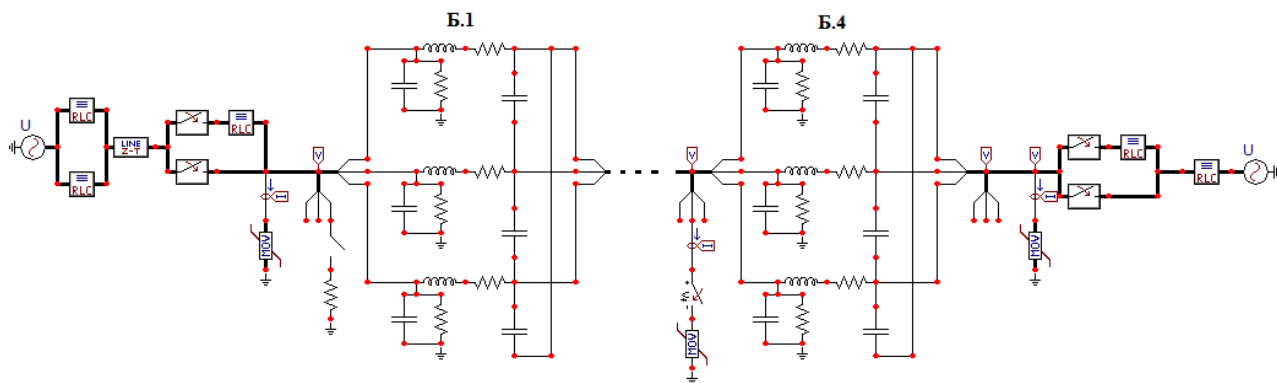


Рисунок 3.5– Расчётная схема для трёхфазного автоматического повторного включения линии 220кВ

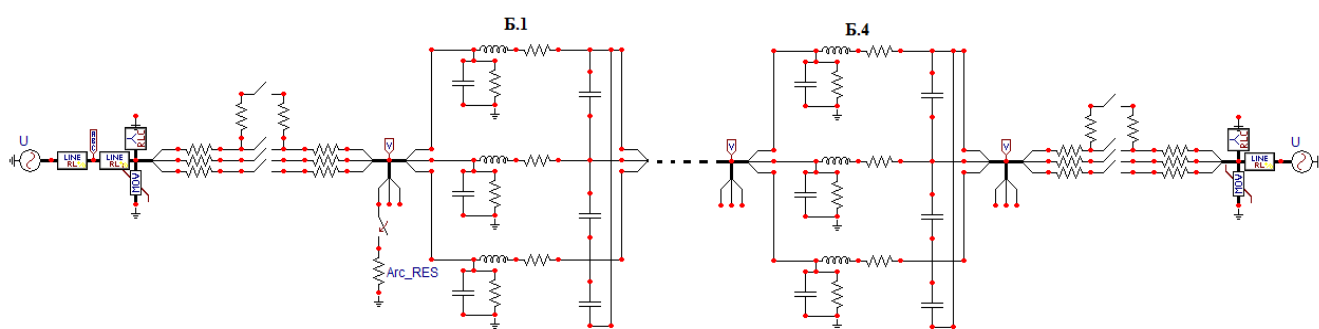


Рисунок 3.6– Расчётная схема для однофазного автоматического повторного включения линии 500кВ

Индуктивность и активное сопротивление по прямой последовательности можно определить, пользуясь справочными значениями для выбранной марки провода. Для расчета ёмкости также можно найти справочные данные или воспользоваться формулой для расчета ёмкости на единицу длины [98]

$$C_l = 2\pi\epsilon / \ln(2h/a), \quad (3.2)$$

где: ϵ - абсолютная диэлектрическая проницаемость воздуха; h - средняя высота подвески провода над землёй; a - радиус провода.

Подставляя в (3.2), например, $a = 10^{-2}$, $h = 15$ м, получим $C_l = 5,4$ пФ/м.

Проводимость изоляционных промежутков определяется суммой двух компонентов: проводимостью воздуха между проводом и землёй и проводимостью натяжных и поддерживающих изолирующих подвесок провода

$$G_l = G_g + G_i . \quad (3.3)$$

Проведём сначала оценки проводимости линейной изоляции. В российских линиях 220 и 500 кВ наиболее распространены тарельчатые стеклянные изоляторы ПС-70 и ПС 120. Их сопротивление в сухом и чистом состоянии составляет примерно 10^{12} Ом, а сопротивление гирлянды превышает 10^{13} Ом. Соответственно, для участка ВЛ 220 кВ длиной 100 км при средней длине пролёта 250 м, число гирлянд составляет примерно 400 шт., а суммарная проводимость изоляции $G \approx 4 \cdot 10^{-12}$ См. При увеличении относительной влажности воздуха до 80 % проводимость изоляции увеличивается на 2 – 3 порядка, а при увлажнении изоляторов туманом или росой на 7 – 8 порядков.

Для оценки погонной проводимости провода относительно земли воспользуемся методом электростатической аналогии и преобразуем (3.2)

$$G_l = 2\pi\gamma / \ln(2h/a), \quad (3.4)$$

где γ – удельная электрическая проводимость воздуха, равная 10^{-15} См/м.

Проведя численные расчёты с теми же данными, получим для участка линии длиной 100 км $G_{100 \text{ км}} \approx 6 \cdot 10^{-11}$ См.

Полученные значения говорят о том, что проводимость по воздуху играет роль только в сухом состоянии изоляции и малой относительной влажности воздуха. Наоборот, принимая во внимание тот факт, что в большинстве случаев короткие замыкания на линии (и последующие стадии процесса АПВ) связаны с грозой или загрязнением и увлажнением изоляции, можно было бы пренебречь проводимостью промежутка «провод – земля» через воздух.

В итоге было принято решение в расчётах кратности перенапряжения варьировать величину проводимости участков линии 220 кВ, в диапазоне $G_{100 \text{ км}} = 10^{-10} - 10^{-5}$ См или сопротивлением утечки на землю $R_{100 \text{ км}} = 10^5 - 10^{10}$ Ом.

Примеры этих расчётов и их результаты приведены и обсуждаются ниже.

Перенапряжения при коротких замыканиях и трёхфазном автоматическом повторном включении ВЛ 220 кВ. Результаты были получены в виде осциллограмм, по которым были оценены максимальные кратности перенапряжений. Примеры расчётных осциллограмм фазных напряжений при ТАПВ ВЛ 220 кВ приведены на рисунках 3.7 и 3.8, для случаев неограниченных перенапряжений и при ограничении их защитным аппаратом ОПН – ПРН – 220 кВ, установленным рядом с местом ПРН, соответственно. Фрагменты этих же осциллограмм в другом масштабе времени приведены на рисунках 3.9 и 3.10.

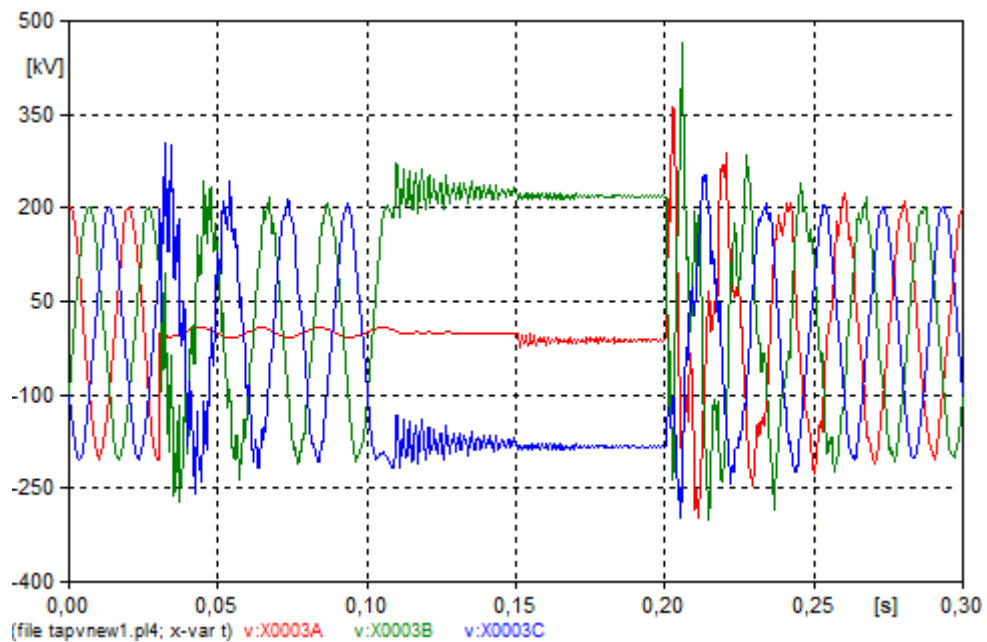


Рисунок 3.7 – Осциллограммы неограниченных напряжений при трёхфазном автоматическом повторном включении линии 220 кВ

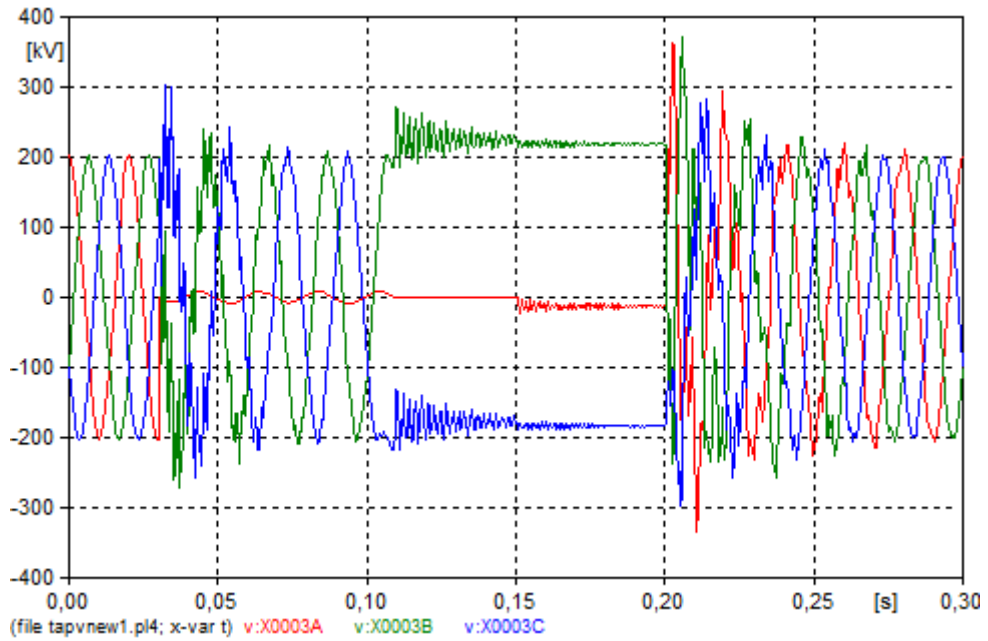


Рисунок 3.8— Осциллограммы напряжений в той же коммутации, но при ограничении перенапряжений защитным аппаратом ОПН-ПРН-220 кВ

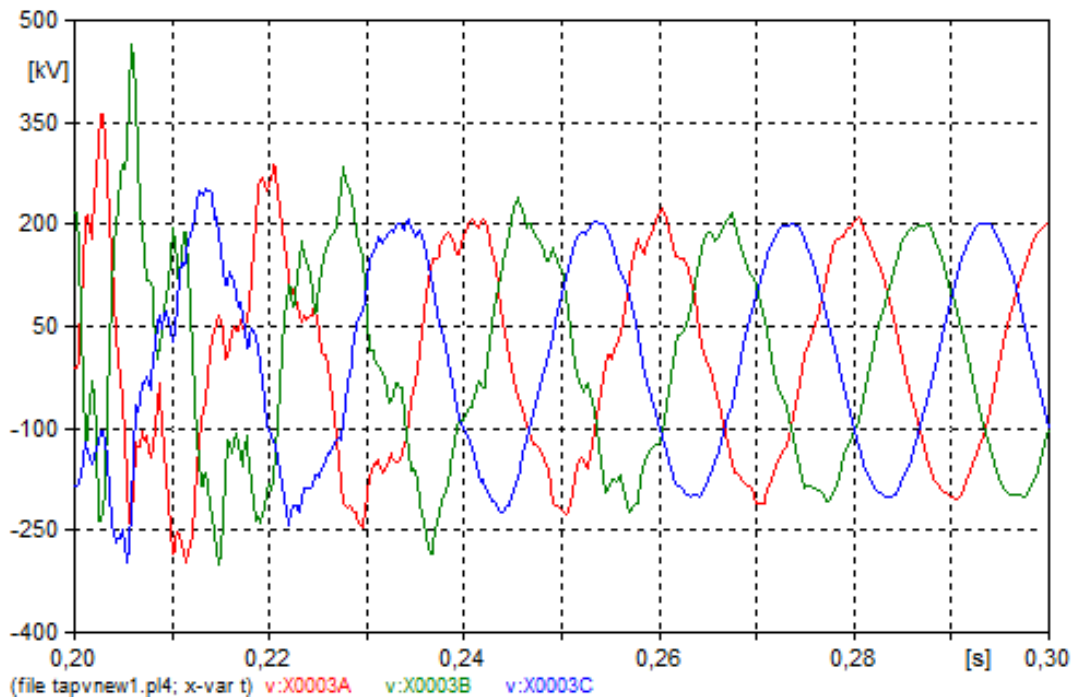


Рисунок 3.9 – Фрагмент осциллограмм, приведённых на рисунке 3.7

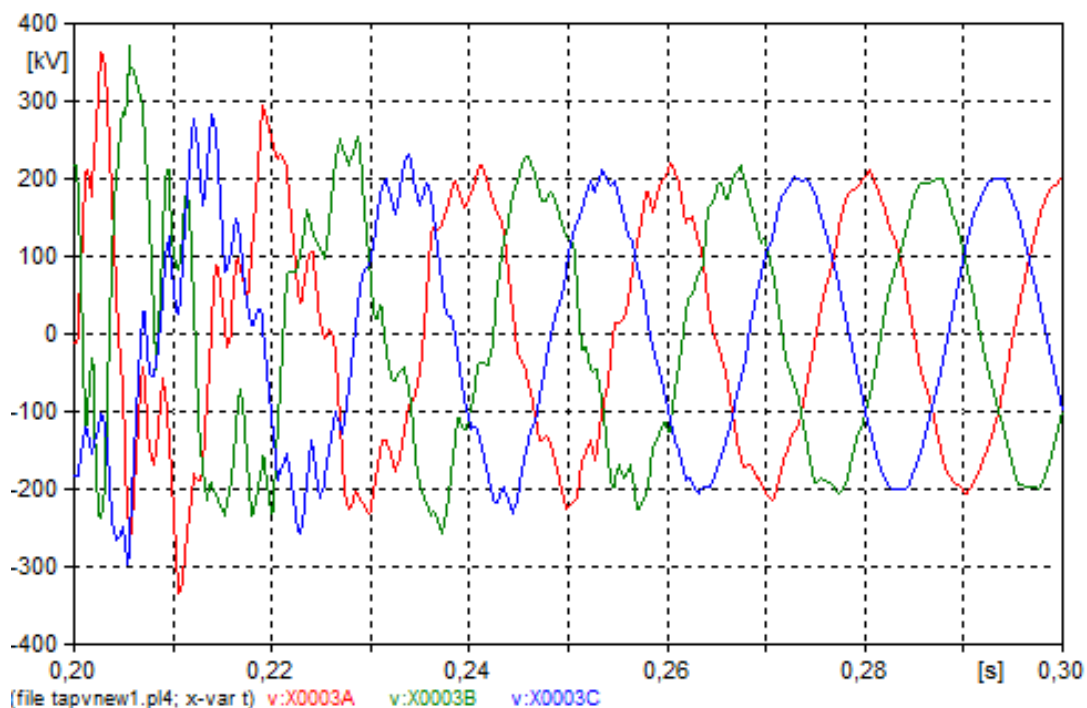


Рисунок 3.10 – Фрагмент осциллограмм, приведённых на рисунке 3.8

Аналогичные осциллограммы и их фрагменты, полученные при расчёте переходных процессов при ОАПВ в линии электропередачи 500 кВ, приведены на рисунках 3.11 – 3.14.

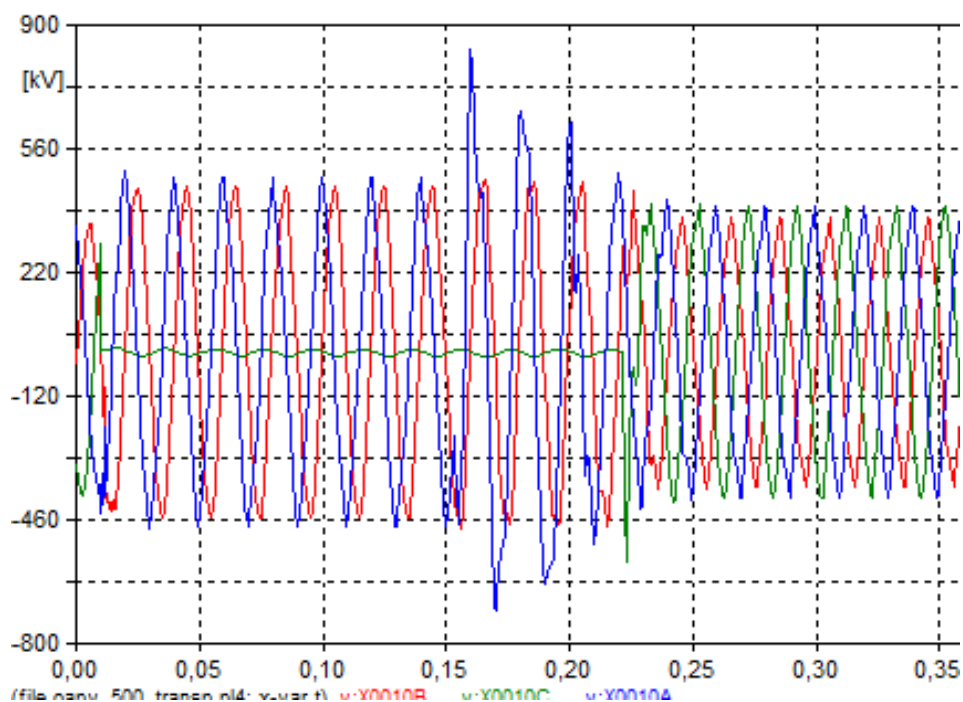


Рисунок 3.11– Осциллограммы неограниченных напряжений при однофазном автоматическом повторном включении линии 500 кВ

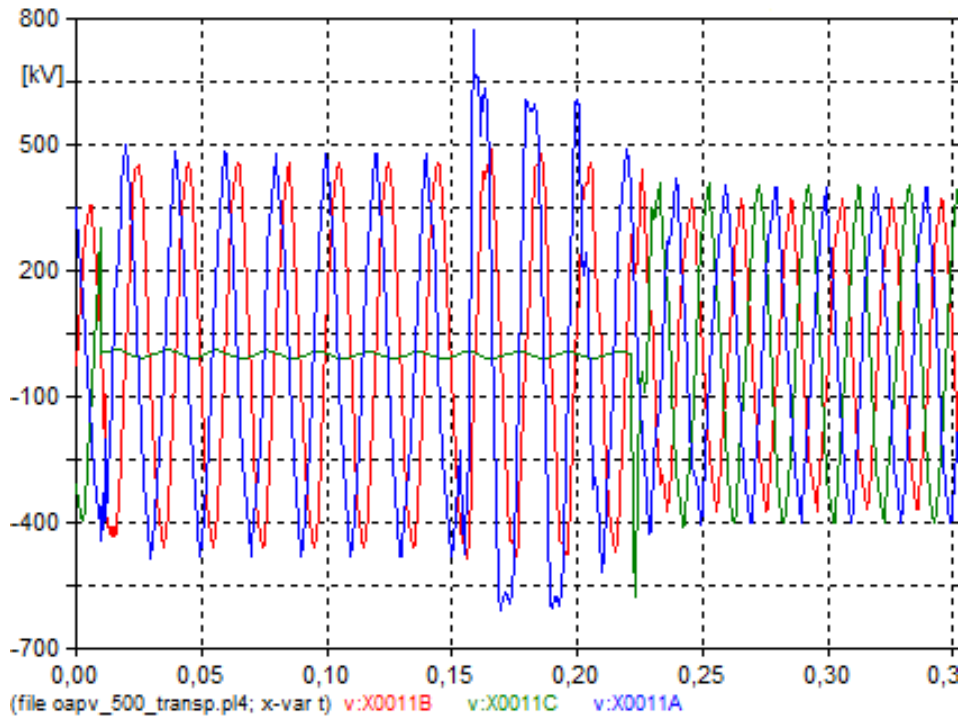


Рисунок 3.12– Осциллограммы напряжений в той же коммутации линии 500 кВ и ограничении защитным аппаратом ОПН – ПРН – 500 кВ

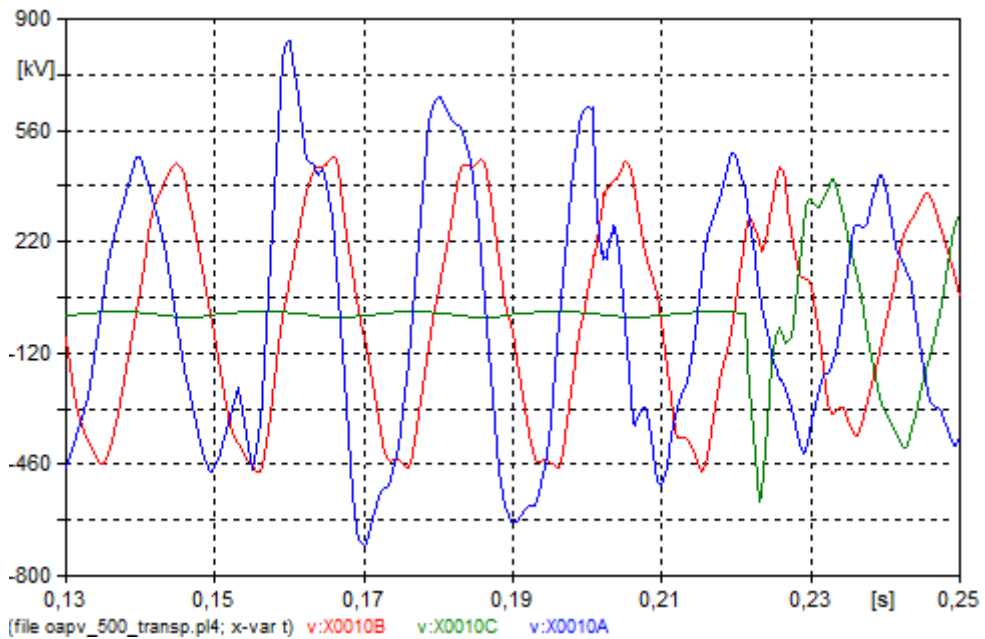


Рисунок 3.13 – Фрагмент осциллограмм, приведённых на рисунке 3.11

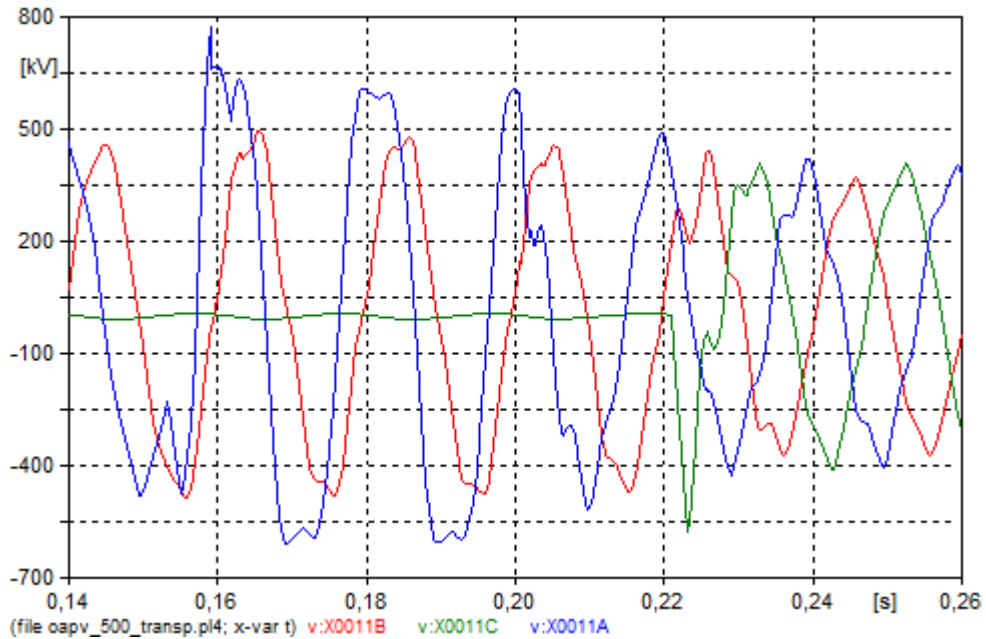


Рисунок 3.14 – Фрагмент осциллограмм, приведённых на рисунке 3.12

Выделенные фрагменты осциллограмм перенапряжений позволяют уточнить расчёты разрядных характеристик зоны ПРН. В таблице 3.1 в качестве примера приведены мгновенные значения напряжений на всех фазных проводах в момент повторного включения.

Таблица 3.1 – Мгновенные значения фазных напряжений в момент повторного включения линий 220 и 500 кВ

ТАПВ на ВЛ 220 кВ			ОАПВ на ВЛ 500 кВ				
	U_A , кВ	U_B , кВ	U_C , кВ		U_A , кВ	U_B , кВ	U_C , кВ
без ОПН	+465	-250	-130	без ОПН	995	-165	-525
с ОПН	+360	-235	-100	с ОПН	600	-170	-550

Зная мгновенные значения напряжения на ремонтируемой фазе и напряжения на соседних фазных проводах в этот же момент времени, можно скорректировать величину электрической прочности в соответствии с выражениями (2.8), (2.9) и (2.10), (2.11) либо по рисунку 2.8 для последующей оценки вероятности перекрытия изоляционных промежутков в зоне ПРН.

Расчетные кратности перенапряжений при случайных коротких замыканиях на соседних фазах оказались меньше порога срабатывания, в связи с чем результаты данных расчетов в работе не приводятся. Результаты расчётов перенапряжений в циклах АПВ приведены в таблицах 3.2– 3.5.

Таблица 3.2– Кратность перенапряжений на линии 220 кВ при трёхфазном автоматическом повторном включении при сопротивлении изоляции ВЛ 500 МОм без защитного аппарата / при установке защитного аппарата ОПН-ПРН-220

Место КЗ, <i>Lk/L</i>	Кратность перенапряжений, о.е., в точке измерения <i>Lx/L</i> :				
	0	0,25	0,5	0,75	1
0	2,23/2,07	2,03/2,02	2,58/2,06	2,68/2,1	2,45/2,02
0,25	2,31/2,07	2,23/2,07	2,47/2,06	2,45/2,12	2,48/2,02
0,5	2,19/2,1	2,06/2,05	2,58/2,06	2,6/2,1	2,43/2,02
0,75	2,19/2,1	2,04/2,04	2,55/2,06	2,6/2,1	2,44/2,02
1	2,19/2,1	2,04/2,04	2,53/2,06	2,6/2,1	2,44/2,02

Таблица 3.3– Кратность перенапряжений на линии 220 кВ при трёхфазном автоматическом повторном включении при сопротивлении изоляции ВЛ 500 кОм без защитного аппарата / при установке защитного аппарата ОПН-ПРН-220

Место КЗ, <i>Lk/L</i>	Кратность перенапряжений, о.е., в точке измерения <i>Lx/L</i> :				
	0	0,25	0,5	0,75	1
0	2,18/1,97	2,18/2,02	2,55/2,06	2,62/2,1	2,43/2,02
0,25	2,31/2,07	2,24/2,06	2,45/2,06	2,45/2,12	2,46/2,02
0,5	2,15/2,14	2,02/2,02	2,55/2,07	2,52/2,1	2,43/2,02
0,75	2,14/2,06	2,01/2,01	2,53/2,07	2,52/2,1	2,43/2,02
1	2,13/2,07	2,01/2,01	2,51/2,06	2,52/2,1	2,43/2,02

Таблица 3.4– Кратность перенапряжений на линии 500 кВ при однофазном автоматическом повторном включении при сопротивлении изоляции ВЛ 50 кОм без защитного аппарата/ при установке защитного аппарата ОПН-ПРН-500

Место КЗ, Lx/L	Кратность перенапряжений, о.е., в точке измерения Lx/L :				
	0	0,25	0,5	0,75	1
0	1,67*	1,67*	1,9/1,81	1,59*	1,53*
0,25	1,69*	1,70*	1,91/1,82	1,61*	1,59*
0,5	1,75*	1,76*	2,02/1,85	1,69*	1,68*
0,75	1,76*	1,76*	1,96/1,84	1,67*	1,65*
1	1,77*	1,77*	1,82/1,81	1,6*	1,59*

* - срабатывание защитного аппарата ОПН – ПРН не происходит

Таблица 3.5–Кратность перенапряжений при однофазном автоматическом повторном включении линии 500 кВ при сопротивлении изоляции ВЛ 500 МОм без защитного аппарата / при установке защитного аппарата ОПН-ПРН-500

Место КЗ, Lk/L	Кратность перенапряжений, о.е., в точке измерения Lx/L :				
	0	0,25	0,5	0,75	1
0	1,67*	2,28/1,81	2,40/1,81	2,13/1,80	1,53*
0,25	1,69*	2,32/1,81	2,41/1,82	2,27/1,81	1,59*
0,5	1,75*	2,42/1,83	2,80/1,85	2,39/1,82	1,68*
0,75	1,76*	2,39/1,82	2,66/1,84	2,39/1,82	1,65*
1	1,77*	2,29/1,82	2,42/1,81	2,36/1,81	1,59*

* - срабатывание защитного аппарата ОПН – ПРН не происходит

Обсуждение результатов расчётов кратностей перенапряжений. Выделим некоторые результаты расчётов.

– Кратность неограниченных перенапряжений при однофазных коротких замыканиях на землю не превышает 1,8 и 1,7 для ВЛ 220 и 500 кВ, соответственно. Поэтому, если на время ПРН устройства автоматического повторного включения

линий выводить из работы, то ограничивать перенапряжения не надо.

– При ТАПВ ВЛ 220 кВ перенапряжения, возникающие в какой-либо из зон ПНР, не зависят от точки короткого замыкания, вызвавшего отключение ВЛ в случае, если происходит полное стекание зарядов с линии за время бестоковой паузы. В большинстве же случаев некоторый заряд на линии остается, его величина зависит от величины сопротивления изоляции, и максимальные значения кратности возникающих перенапряжений достигают 2,6.

– Максимальные неограниченные перенапряжения возникают в середине ВЛ 500 кВ при ОАПВ, что тоже не противоречит известным представлениям о коммутационных перенапряжениях.

– Работа защитного аппарата приводит к ограничению примерно на одном и том же уровне напряжения, которое соответствует моменту пробоя искрового промежутка. Мгновенное значение напряжения $U_{\text{п}}$ в этот момент равно сумме напряжений на искровом промежутке и ОПН, которые составляют $(0,55 - 0,6) U_{\text{п}}$ и $(0,45 - 0,4) U_{\text{п}}$, соответственно.

– Ток, протекающий через ОПН, имеет колоколообразную форму с амплитудой в несколько сотен ампер и длительностью на полувысоте не более 1 мс, что вполне удовлетворяет условию нормального срабатывания ОПН.

Переходя к общей оценке безопасности ПРН с учётом применения линейного разрядника, будем считать равновероятными места проведения ремонтных работ под напряжением и места случайных коротких замыканий, что не противоречит смыслу задачи. По этой причине далее будем учитывать только максимальные кратности перенапряжений. На рисунке 3.15 приведены зависимости максимальных кратностей перенапряжений при различном расположении зоны ПРН на ВЛ 500 кВ при её однофазном автоматическом повторном включении.

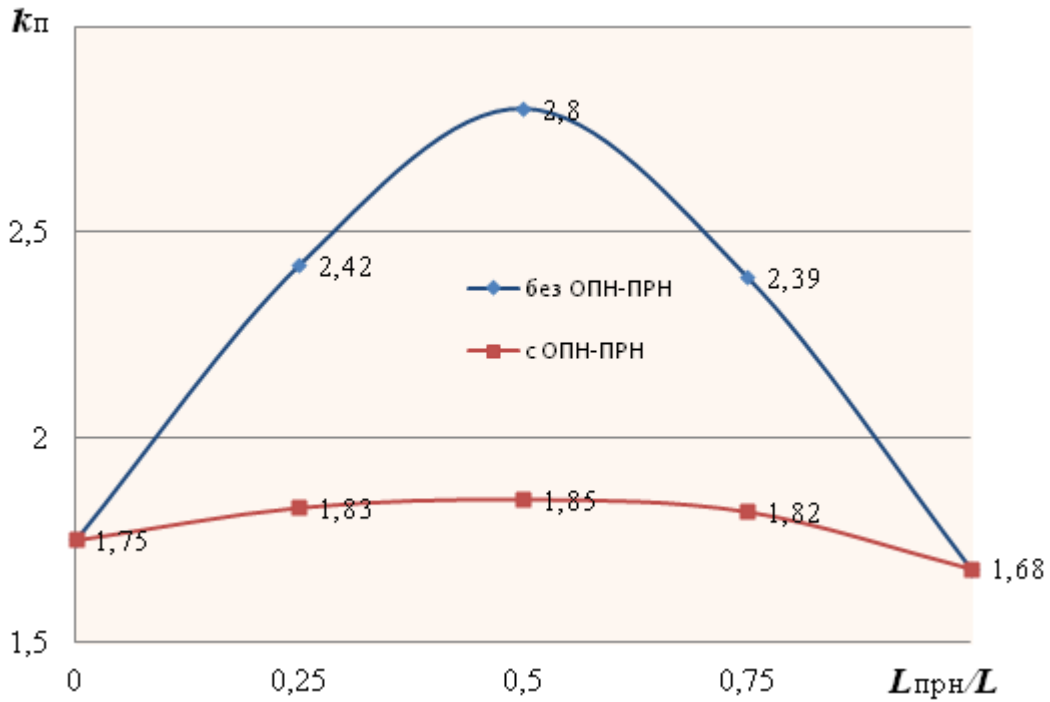


Рисунок 3.15– Максимальные кратности перенапряжений при однофазном автоматическом повторном включении ВЛ 500 кВ без и с защитным аппаратом ОПН – ПРН – 500

Из этих кривых наглядно виден эффект ограничения амплитуды перенапряжений защитным аппаратом ОПН – ПРН 500 кВ практически во всех возможных местах проведения работ под напряжением, лишь на концах линии перенапряжения не достигают порога срабатывания защитного аппарата, и его установка в данном случае не требуется,

Определим, насколько можно сократить промежутки в зоне ПРН при использовании защитных аппаратов, Для этого воспользуемся методикой расчёта минимального расстояния по методике МЭК, изложенной в п. 1.3.

Напомним, что расчёт «электрической» составляющей допустимого расстояния приближения, D_U , проводится по (1.12) на основе выдерживаемого напряжения изоляционных промежутков, U_{90} , и корректирующего коэффициента K_t .

Выбирая для простоты значения коэффициентов, входящих в расчёт, равными $K_S = 1,1$; $k_a = 1,0$ (небольшие высоты расположения трассы ВЛ над уровнем моря); $k_f = 1,0$; $F = 0$ (нет изолированных объектов); $n_d = 0$ (нет дефектных изоля-

торов); $k_i = 1,0$; $k_s = 0,936$; $k_g = 1,2$, получим: $K_t = 0,936 \cdot 1,2 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 1,12$. Принимая значения наибольших рабочих напряжений U_s равными 525 и 252 кВ для классов напряжения ВЛ 500 и 220 кВ, соответственно, получим зависимости расстояний D_U от кратности перенапряжений, приведённые на рисунке 3.16.

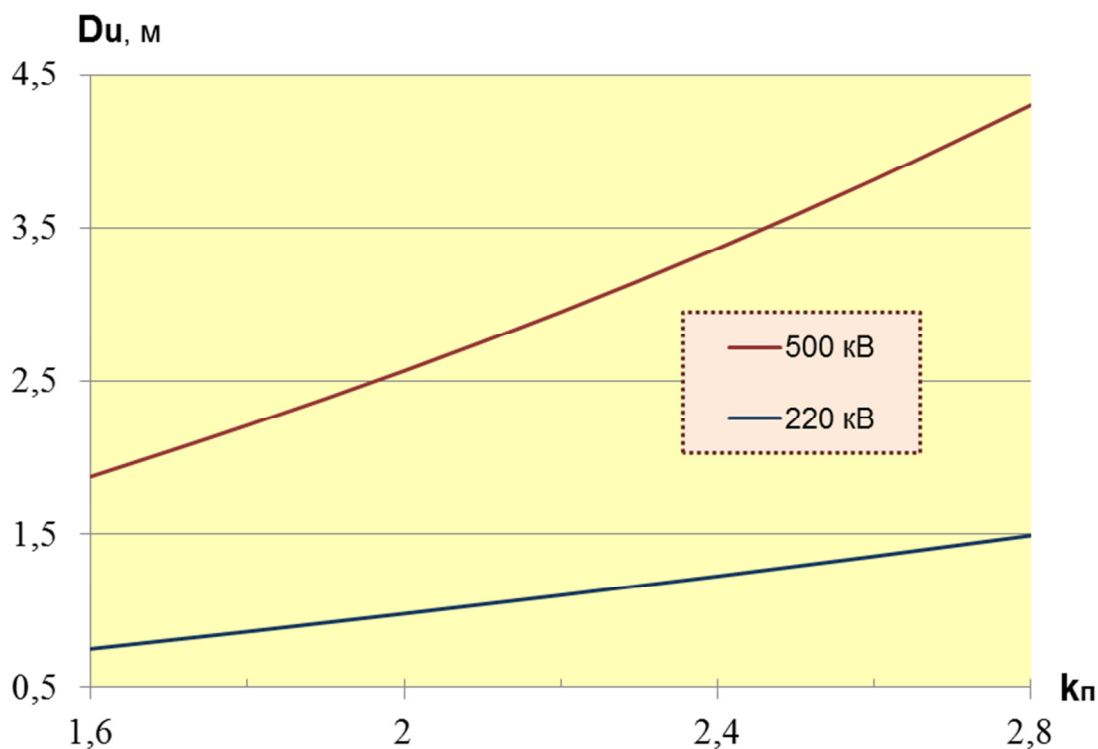


Рисунок 3.16 – Зависимости «электрической» составляющей минимальных изоляционных расстояний от кратности перенапряжений

Из приведённых данных видно, что наибольший эффект от использования защитных аппаратов следует ожидать в классе напряжения 500 кВ. Так, например, «электрическую» составляющую расстояния приближения можно уменьшить почти в два раза с 4,3 до 2,2 м, ограничивая перенапряжения при коммутациях ОАПВ с уровня 2,8 до 1,8. Для ВЛ 220 кВ эффект снижения изоляционных промежутков значительно меньше по двум обстоятельствам, Во-первых, невелики перенапряжения, сопровождающие ТАПВ, а, во-вторых, доля эргономической составляющей D_E становится значительно более весомой в общем допустимом расстоянии по (1.7).

3.3 Статистические оценки длительности фронтов коммутационных перенапряжений

Распределение импульсов напряжения по длительностям фронтов важно знать, потому что длительность фронта влияет на электрическую прочность воздушных промежутков. Зависимость напряжения перекрытия воздушного промежутка «провод – стойка опоры» от длительности фронта, определяется эмпирическим выражением (2.2).

Подставляя значения d для наиболее распространённых типов опор ВЛ 220 и 500 кВ, получим:

$$- T_{\text{ф,кр}}(\text{ВЛ } 500 \text{ кВ}) = 173 \text{ мкс};$$

$$- T_{\text{ф,кр}}(\text{ВЛ } 220 \text{ кВ}) = 99 \text{ мкс}.$$

Что касается длительности фронтов, то применительно к реальным формам повышенных напряжений их определение весьма затруднено по сравнению с испытательными импульсами напряжений с биэкспоненциальной формой. В данной работе было принято решение отсчитывать длительность фронта с момента достижения напряжения общей короны на проводе ВЛ до максимума напряжения во время переходного процесса (рисунок 3.15). Смысл этого решения базируется на допущении что до появления короны и внедрения в разрядный промежуток её объёмного заряда не происходит каких либо изменений разрядных характеристик.

Напряжения возникновения общей короны на проводах известны [82]. Для ВЛ 500 кВ $U_{\text{кор}} = 511$ кВ (линейное напряжение) или 417, 2 кВ амплитудного значения фазного напряжения. Для ВЛ 220 кВ $U_{\text{кор}} = 249$ кВ (линейное напряжение) или 203, 3 кВ амплитудного значения фазного напряжения. Результаты расчётных оценок длительности фронтов перенапряжений приведены в таблице 3.6 и на рисунке 3.17.

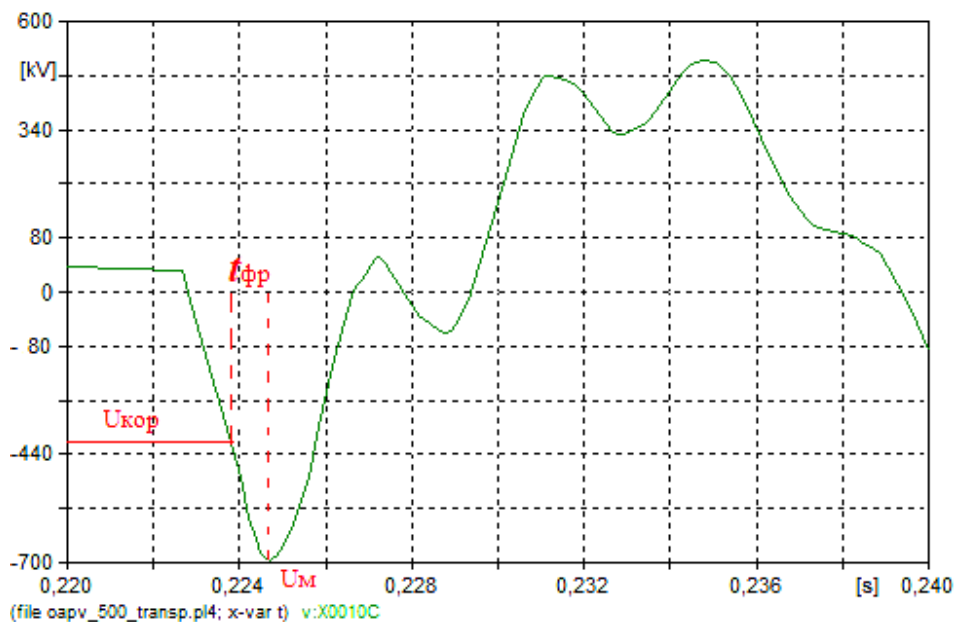


Рисунок 3.17 – К определению длительности фронта импульса перенапряжения на ВЛ 500 кВ

Таблица 3.6 – Статистические характеристики фронтов перенапряжений

Вид коммутации	Характеристики фронта		Доля $T_{ф,кр.}$, %, не более
	$T_{ф, ср.}$, мкс	$\sigma_{ф.}$, мкс	
КЗ на ВЛ 220 кВ	201,6	95,3	2,2
ТАПВ ВЛ 220 кВ	260,3	131,35	4,7
КЗ на ВЛ 500 кВ	721,5	368,1	1,6
ОАПВ ВЛ 500 кВ	599,6	246,3	4,1

На рисунке 3.18 приведены интегральные функции распределения вероятностей длительности фронта перенапряжений при однофазных коротких замыканиях и автоматических повторных включениях линий 220 и 500 кВ.

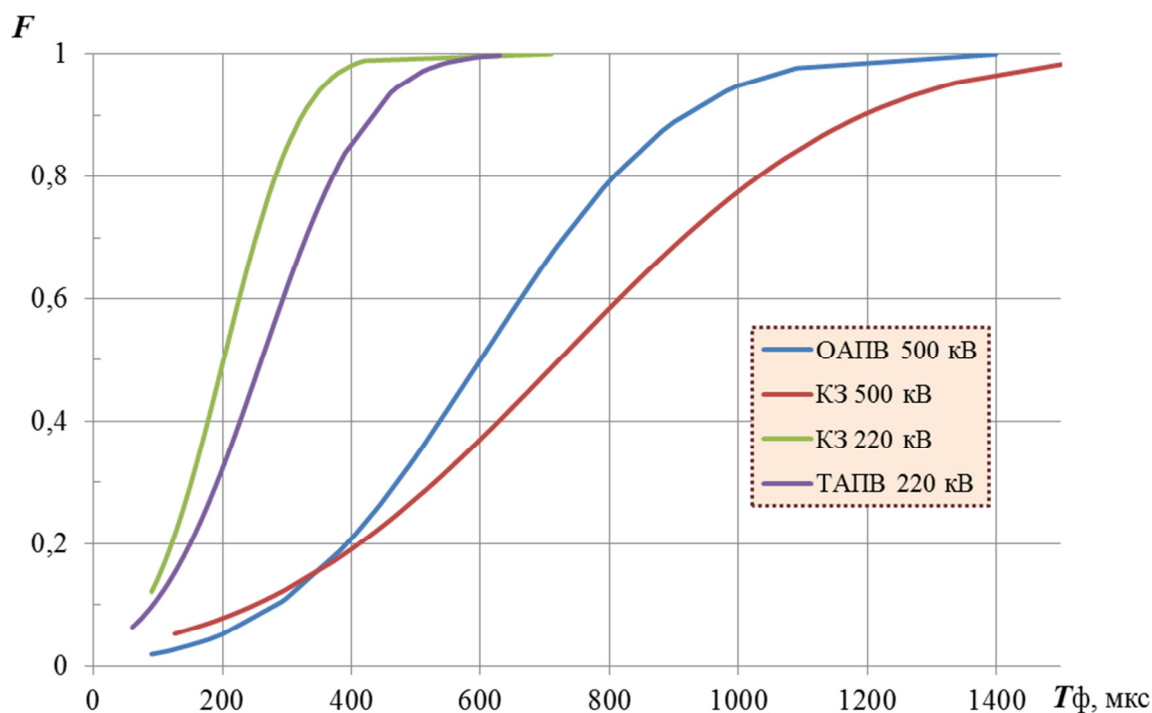


Рисунок 3.18 – Интегральная функция распределения вероятностей длительности фронта перенапряжений при однофазных коротких замыканиях и автоматических повторных включениях линий 220 и 500 кВ

По результатам расчётов можно сделать выводы, приведённые ниже в выводах по разделу, и в [94].

3.4 Выводы по главе

Перенапряжения, возникающие при случайных коротких замыканиях на здоровых фазах линии не требуют ограничения амплитуды. Невысокие перенапряжения имеют место и при ТАПВ ВЛ 220 кВ в случае когда заряды на отключенных фазных проводах успевают стечь через обмотки присоединённых измерительных трансформаторов напряжения электромагнитного типа.

Наибольшие по величине перенапряжения возникают при коммутации типа ОАПВ на ВЛ 500 кВ и расположении зоны ПРН в средних частях линии. Именно в этих случаях эффективность применения защитных аппаратов в части сокращения требуемых изоляционных промежутков зоны ПРН особенно высока.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА АППАРАТОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЗОН ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 и 500кВ

4.1 Защитные искровые промежутки

Первыми защитными аппаратами зон ПРН служили защитные искровые промежутки (ЗИП), достоинства и недостатки которых уже обсуждались в 1-й главе. В данной главе автор возвращается к ЗИП только для того, чтобы рассмотреть вопрос о выборе длины разрядного промежутка, включённого последовательно с ОПН в защитных аппаратах, созданию которых и посвящена настоящая глава. Итак, при выборе необходимых электрических параметров ЗИП руководствуются следующими соображениями.

1 Величина уставки $U_{50, \text{ЗИП}}$ должна быть как можно ниже, чтобы обеспечить высокий уровень защиты ремонтного персонала.

2 В то же время, величина $U_{50, \text{ЗИП}}$ должна быть как можно выше, чтобы предотвратить излишне частые срабатывания ЗИП при низких уровнях перенапряжений и, тем более, при случайных колебаниях напряжения промышленной частоты. Для этого выдерживаемое напряжение ЗИП ($U_{50} - n\sigma$)_{ЗИП} должно быть существенно выше, чем амплитудное значение наибольшего рабочего напряжения ВЛУ_{н.р., ампл.}. Для нижней границы выдерживаемого напряжения разрядника можно взять уровень, рекомендованный МЭК и равный $1,3 U_{н.р., ампл.}$

3 Вольт-секундная характеристика ЗИП должна лежать ниже, чем вольт-секундная характеристика зоны ПРН, чтобы при опасных уровнях перенапряжений перекрытие ЗИП происходило бы раньше, чем оно могло бы возникнуть в зоне ПРН.

4 Величина среднеквадратичного отклонения $\sigma_{\text{ЗИП}}$ разброса величины $U_{50, \text{ЗИП}}$ должна быть по возможности малой.

Для предварительной оценки необходимого значения разрядного напряжения (уставки) $U_{50, \text{ЗИП}}$ можно исходить из следующих соображений. Выдерживаемое

напряжение для зоны ПРН, определяемое как $(U_{50} - n \cdot \sigma)_{\text{ПРН}}$, где n – некоторое число, обычно $n = (2 - 3)$, не должно быть ниже, чем гарантированное пробивное напряжение ЗИП. Это обстоятельство, а также большой коэффициент вариации разрядных характеристик сильно осложняет выполнение условия координации изоляции ЗИП и защищаемой зоны ПРН

$$U_{50,\text{ЗИП}} + n \cdot \sigma_{\text{ЗИП}} = U_{50,\text{ПРН}} - n \cdot \sigma_{\text{ПРН}} \quad (4.1)$$

где в левой части – разрядные характеристики ЗИП, а в правой – разрядные характеристики зоны ПРН.

Более того, электрическая прочность $U_{50,\text{ЗИП}}$ искровых промежутков известных конструкций (см. рисунки 1.20), была ниже при отрицательной полярности напряжения на проводе ВЛ, а электрическая прочность промежутков в зоне ПРН ниже при положительной полярности на проводе. Для компенсации «обратного» эффекта полярности в (4.1) приходилось выбирать $n \geq 3$.

Таким образом, для оценки верхней границы уставки разрядника можно принять знак равенства в соотношении (4.1). Тогда, в зависимости от выбранного значения n , равенство левой и правой частей (4.1), будет определять вероятность P_f того факта, что при возникновении перенапряжения с уровнем $U_{\text{макс}} > U_{50,\text{ЗИП}}$, разрядник не сработает, а произойдет перекрытие в зоне ПРН. При нормальном законе плотности распределения вероятностей табулированные значения вероятностей P_f для различных значений n составляют:

n	1	1,64	2	2,5	3
P_f	$2,5 \cdot 10^{-2}$	$2,5 \cdot 10^{-3}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-6}$

Во многих случаях при расчёте выдерживаемого или гарантированного разрядного напряжений закладывают $n = 3$. Этого очень высокого уровня защиты достаточно даже в тех ситуациях, когда известно, что при возникновении перенапряжения неизбежно перекрытие изоляции в зоне ПРН, не защищённой искровым промежутком. МЭК рекомендует брать значение $n = 2,5$.

Авторы [4] для ПРН на ВЛ (220 – 750)кВ предложили применять шаровые разрядники с использованием в качестве изолирующего стержня полимерного

изолятора с кремнийорганическим ребристым покрытием. Полученные ими минимальные по метеоусловиям значения 50%-ого $U_{50,ПРН}$ и выдерживаемого ($U_{50} - n\sigma$)_{ПРН} напряжений приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Разрядные характеристики воздушных промежутков в зоне производства работ под напряжением и защитного искрового промежутка, кВ

Характеристика	Класс напряжения ВЛ, кВ			
	220	330	500	750
$U_{50,ПРН}$, кВ	590	710	1220	1600
$(U_{50} - n\sigma)_{ПРН}$ как верхняя граница для $(U_{50} + n\sigma)_{ЗИП}$, кВ	500	600	1000	1290
$U_{н.р., ампл.}$, кВ	206	297	430	643
$1,3 U_{н.р., ампл.}$ как нижняя граница для $(U_{50} + n\sigma)_{ЗИП}$, кВ	270	390	560	840

Окончательно выбранные уставки ЗИП сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор порога срабатывания защитного искрового промежутка при воздействии коммутационного импульса напряжения положительной полярности, кВ_{макс}

Характеристика	Класс напряжения ВЛ, кВ			
	220	330	500	750
Верхняя граница для $U_{50,ЗИП}$	435	522	870	1173
Нижняя граница для $U_{50,ЗИП}$	318	459	659	930
Выбранное значение $U_{50,ЗИП}$	380	490	765	1050

4.2 Разработка защитных аппаратов на основе нелинейных ограничителей перенапряжения

Искровые промежутки не имеют перспективы применения в качестве защитных аппаратов для ПРН уже потому, что их случайное срабатывание приводит к крайне нежелательному явлению – отключению ВЛ из-за сопровождающего тока дугового замыкания. Кроме того, дуговое замыкание вблизи зоны ПРН чревато серьёзными психологическими воздействиями на членов бригады. Безальтернативным вариантом в этом случае остаётся применение нелинейных ограничителей повышенных напряжений – ОПН. В третьей редакции стандарта МЭК по минимальным расстояниям приближения [63] отмечается, что «для ограничения перенапряжений применение ОПН предпочтительнее, чем использование защитных искровых промежутков, т.к. их срабатывание не вызывает срабатывания устройств РЗА и выключателей». Приведённая цитата появилась по предложению Российского национального комитета МЭК, которое, в свою очередь, было сформировано по итогам описываемой разработки. Дело в том, что на тот момент времени в мире ещё не были созданы аппараты на основе ОПН, предназначенные для защиты зон ПРН от опасных коммутационных перенапряжений.

Стационарные подвесные ОПН, предназначенные для защиты ВЛ от ударов молнии, были впервые разработаны и начали применяться в Японии на ВЛ классов напряжения (66 – 77) кВ. В России они также известны под названием «линейных разрядников» (ЛР). Сегодня такие разрядники применяются уже во многих других странах на линиях класса напряжения от 6 до 500 кВ. Опыт эксплуатации ЛР, за редким исключением, оценивается как положительный. Они подтвердили свою надёжность и эффективность в качестве радикального средства защиты ВЛ от аварийных отключений и повреждений разрядами молнии [100 – 102].

Первые отечественные разработки разрядников на классы напряжения 110, 220 и 500 кВ на уровне макетных образцов, были выполнены в СибНИИЭ и ОАО «Феникс». В 1999 году опытные образцы разрядников на класс напряжения 110 кВ были установлены в опытно-промышленную эксплуатацию на ВЛ 110 кВ в ОАО «Тюмень-

энерго». За последние три года там линейными разрядниками оснащены несколько ВЛ 110 кВ с общей протяжённостью до 400 км. Региональная направленность установки ЛР объясняется высоким сопротивлением заземления опор из-за многолетне-мёрзлых грунтов и, как следствие, большим числом отключений ВЛ из-за обратных перекрытий в грозовой период [103 – 105].

С функциональной точки зрения, ЛР должны ограничивать напряжение на изоляции и предотвращать её перекрытие. В нормальном рабочем режиме они не должны ухудшать изоляцию линии, а повреждение ЛР в случае перегрузки не должно приводить к длительному отключению линии из-за неустранившегося короткого замыкания.

Выделяются два основных типа ЛР по признаку наличия или отсутствия у них внешнего искрового промежутка. Первый тип – разрядники без какого-либо промежутка (последовательного либо параллельного), то есть с прямым подключением нелинейного сопротивления к проводу. ЛР состоит из оксидно-цинковых (ZnO) элементов, собранных в колонку и помещённых в изоляционный корпус, который может быть фарфоровым или полимерным. Более предпочтительным считается корпус в виде оболочки из кремний-органической резины. Разрядники в обязательном порядке должны быть оборудованы устройством сброса давления для предотвращения взрывного разрушения корпуса и повреждения при этом изоляции линии. Разрядники данного типа должны быть оснащены специальным устройством – «отделителем», которое срабатывает при перегрузке разрядника и разрывает цепь его подключения, устраняя, тем самым, образование длительного короткого замыкания на линии при повреждении разрядника.

Положительным качеством ЛР первого типа является стабильность защитной характеристики вне зависимости от внешних условий. С другой стороны, нелинейное сопротивление такого разрядника постоянно находится под напряжением, что негативно сказывается на его надёжности и вынуждает разработчиков завышать его параметры по номинальному напряжению. Кроме того, повреждение такого разрядника, даже при наличии специального устройства «отде-

лителя», может потребовать отключения линии на длительное время или же проведения ремонтных работ под напряжением.

В разрядниках второго типа, с внешним искровым промежутком, модуль нелинейного сопротивления (ОПН) отделен от провода защищаемой линии внешним искровым промежутком. Модуль ОПН, аналогичный по конструкции безыскровому разряднику, монтируется на траверсе опоры или на консоли к ней с некоторым смещением от гирлянды изоляторов. Внешний промежуток образуется между нижним концом модуля ОПН и проводом.

Для защиты зоны ПРН была выбрана конструкция ЛР с внешним искровым промежутком. Критерием выбора служил вес защитного аппарата, который должен был быть минимальным для облегчения монтажа защитного аппарата. Оказалось, что несмотря на дополнительный модуль искрового промежутка, вес защитного аппарата с ним оказался меньше, т.к. в противном случае приходилось комплектовать модуль ОПН варисторами с большей перегрузочной способностью к рассеянию тепловой энергии и, соответственно, больших габаритов и веса.

Для обеспечения большей стабильности разрядных характеристик искровой промежуток организован двумя экранами тороидальной формы, смонтированными на стандартном полимерном стержневом изоляторе типа ЛК. С той же целью диаметробразующей оси тороидов выбирался соизмеримым с длиной промежутка, а радиус сечения торов выбирался по условию отсутствия короны при наибольшем рабочем напряжении линии.

Распределение напряжённости электрического поля, создаваемого тороидом, вдоль оси симметрии промежутка по координате x , определяется как [81]

$$E_x = \frac{q}{4\pi\epsilon_0} \cdot \frac{x}{x^2+R^2} \quad (4.2)$$

где q – заряд, а R – радиус тора.

В реальности на картину поля влияют оба электрода и окружающие их конструкции. Эти обстоятельства значительно усложняют аналитические расчёты. По этой причине расчёты электрического поля проводились численными методами с применением программы «Elcut». В расчётах аппарат предполагался закреплён-

ным на проводе вблизи опоры. При этом учитывалась стойка опоры (выполнена цельным металлическим объектом) и часть траверсы. В качестве примера на рисунке 4.1 приведены картины распределения напряжённости электрического поля в искровых промежутках защитных аппаратов, предназначенных для ПРН на ВЛ 330 и 500 кВ.

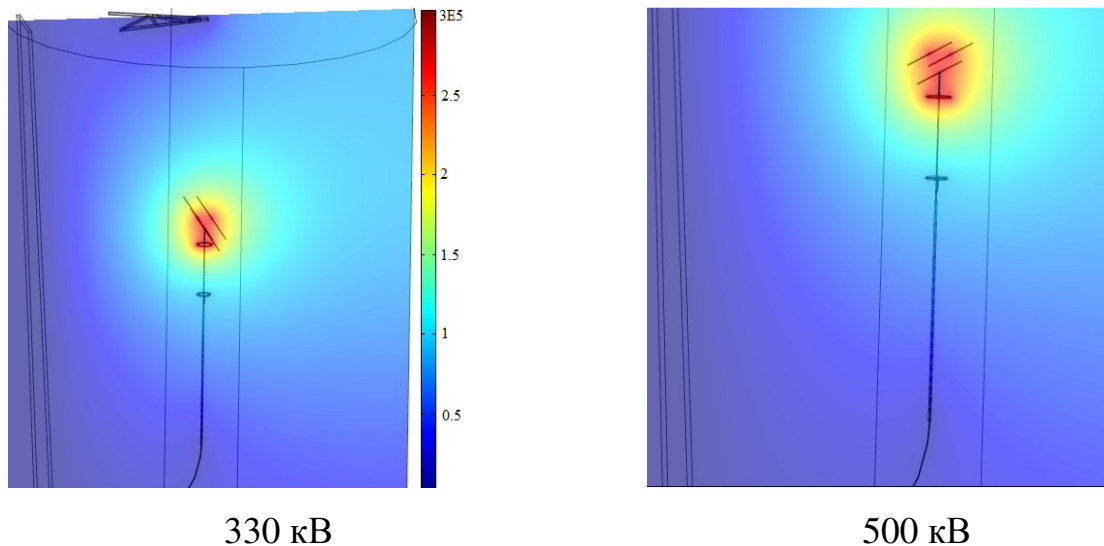


Рисунок 4.1 – Картины поля в искровых промежутках защитных аппаратов 330 кВ (а) и 500 кВ, закреплённых на проводе вблизи опоры

Места расположения тороидов относительно оконцевателей полимерного изолятора выбирались, исходя из допустимой напряжённости электрического поля в стеклопластиковом стержне, которая не должна превышать пороговой величины напряжённости зажигания внутренних частичных разрядов. Для современных стеклопластиковых стержней напряжённость возникновения частичных разрядов составляет (2 – 3) кВ/мм и более.

В качестве примера на рисунке 4.2 приведены распределения напряжённости электрического поля в между электродами и в стеклопластиковом стержне изолятора искрового промежутка, предназначенного для защитного аппарата ОПН – ПРН – 220 кВ.

Одним из обязательных условий, влияющих на выбор размеров электродов, является требование отсутствия короны на них при наибольшем рабочем напря-

жении линии. Для уединённого тороида, напряжение возникновения короны на его поверхности описывается выражением [106]

$$U_H = E_H \cdot r \cdot \left(1 + \frac{r}{2R}\right) \cdot \frac{\ln\left\{\left(\frac{8R}{r}\right) \cdot \left[1 + \frac{r}{2R}\right]\right\} - \frac{\pi R}{2H}}{1 + \left(\frac{r}{2R}\right) \cdot \ln\left\{\left(\frac{8R}{r}\right) \cdot \left[1 + \frac{r}{2R}\right]\right\}}, \quad (4.3)$$

где H – высота подвеса тороида над заземлённой плоскостью.

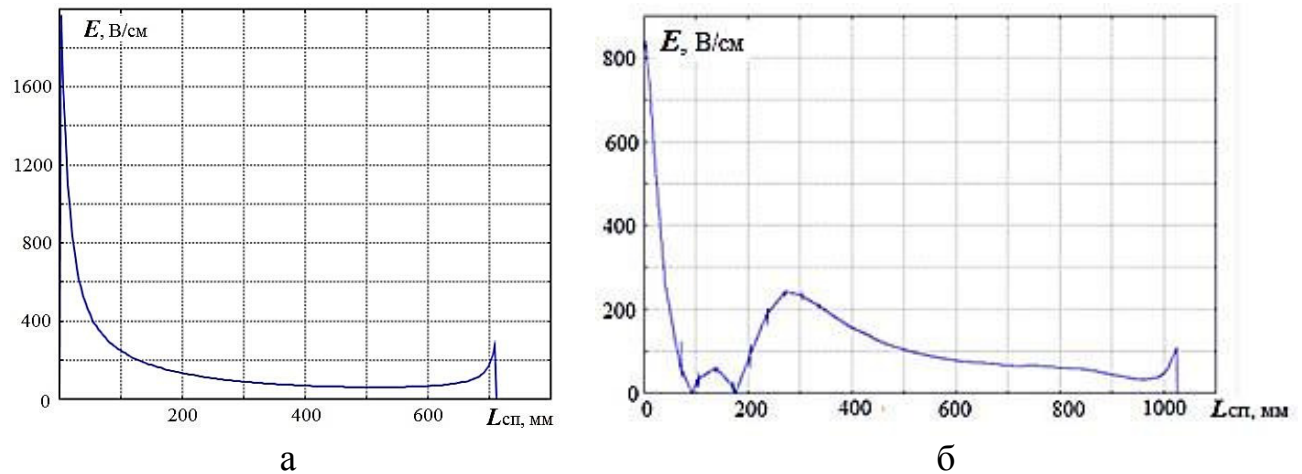


Рисунок 4.2 - Распределение поля вдоль искрового промежутка и в стекло-пластиковом стержне изолятора защитного аппарата 220 кВ
а – промежуток без экрана, б – промежуток с экраном на $L = 150$ мм

В оптимальном варианте конструкции искрового промежутка для защитного аппарата 220 кВ верхний (потенциальный) тороид имел радиус сечения, $r_v = 12.5$ мм и радиус образующей оси, $R_v = 120$ мм. Электрод располагался на расстоянии 200 мм от верхнего оконцевателя. Нижний тороидальный электрод имел $r_n = 12.5$ мм, $R_n = 170$ мм и крепился на расстоянии в 104 мм от нижнего оконцевателя.

Искровые промежутки защитных аппаратов класса напряжения 500 кВ имели $r = 25$ мм и $R = 200$ мм.

Задавшись напряжённостью возникновения короны 30 кВ/см, в соответствии с (4.3) получим напряжение возникновения короны 145 кВ для аппарата ОПН – ПРН – 220 кВ, что с запасом в 3 % больше наибольшего рабочего напряжения линии. Примерно тот же запас был получен при оценках напряжения возникновения короны на электродах аппарата ОПН – ПРН – 500 кВ.

Вернёмся к главной характеристике защитного аппарата – напряжению его срабатывания. Так как ОПН подключается к линии при помощи искрового промежутка, то необходимо чётко представлять величину напряжения пробоя этого промежутка. Основная трудность проведения расчётов состояла в том, что напряжение, приложенное к защитному аппарату ОПН – ПРН, вплоть до момента пробоя искрового промежутка делится между искровым промежутком и ещё не открывшемся ОПН. Это предполагалось заранее и подтвердилось в высоковольтных испытаниях. Дополнительные трудности вносит зависимость разрядных напряжений от геометрических параметров изоляционных систем, а так же от формы и полярности воздействующего напряжения.

Как показано в главе 2, расчёт электрической прочности воздушных промежутков ведётся полуэмпирическими методами на основе экспериментальных данных по разрядным характеристикам различных электродных систем. Первое приближение в оценке длины межэлектродного промежутка было выполнено на основе следующих допущений:

- аппарат ограничивает амплитуду перенапряжений на уровне кратности $1.8 U_{ф.макс.}$ при положительной полярности напряжения на проводе ремонтируемой фазы действующей ВЛ;
- механизм пробоя искрового промежутка – стримерный, с характерной величиной средней разрядной напряжённости при положительной полярности напряжения на проводе ВЛ порядка $(4.5 - 5.5) \text{ кВ/см}$ [78; 81] и достаточно типичным для таких случаев среднеквадратичным отклонением $\sigma \leq 5 \%$;
- напряжение в защитном аппарате до пробоя искрового промежутка делится между искровым промежутком и нелинейным сопротивлением в соответствии с ёмкостями этих элементов защитного аппарата.

Последнее допущение требует дополнительного разъяснения.

Нижнюю границу порога срабатывания защитного аппарата можно выбрать из тех же соображений, которые приводились для защитных искровых промежутков (п.4.1), т.е. 270 и 560 $\text{кВ}_{ампл.}$ для аппаратов 220 и 500 кВ, соответственно.

Правда, в этом случае надо понимать, что общее напряжение, приложенное к защитному аппарату ОПН – ПРН делится между его основными элементами, т.е. искровым промежутком и ОПН. В этом смысле выбор указанной величины качества нижней границы срабатывания означает выбор с запасом.

Сложнее обстоит дело с выбором верхней границы. Для надёжного срабатывания защитного аппарата необходимо, чтобы гарантированное напряжение пробоя искрового промежутка, $U_{50}^{\text{ИП}}$, было меньше той доли коммутационного напряжения, которая приходится на искровой промежуток в результате деления напряжения между ним и ОПН

$$U_{50}^{\text{ИП}} + 3\sigma \leq \eta \cdot k_{\text{п}} \cdot U_{\text{ф.макс.}}, \quad (4.4)$$

где η – доля общего напряжения на защитном аппарате, приходящаяся на искровой промежуток; $k_{\text{п}}$ – допустимая кратность перенапряжения, соответствующая принятой вероятности перекрытия изоляционных промежутков в зоне ПРН (степени риска).

Долю напряжения, приходящуюся на искровой промежуток можно определить в первом приближении, считая, что распределение напряжения по элементам защитного аппарата определяется ёмкостями между их электродами. Точный расчёт их величин весьма и весьма сложен, поскольку в нём надо учесть все взаимные электростатические влияния между электродами, заземлёнными частями опоры (стойка, траверса, оттяжки), землёй и потенциальными элементами (провод, арматура). В плоско-параллельных полях это делается обычно путём введения собственных и взаимных потенциальных коэффициентов. В нашем, $3D$ –случае взаимные влияния можно оценить только численными методами, да и то, с большими погрешностями. Поэтому было принято решение провести приближённые оценки ёмкостей и длины межэлектродных промежутков, а затем скорректировать их по результатам испытаний опытных образцов аппаратов.

Приближённую оценку ёмкости между электродами искрового промежутка можно произвести, заменяя реальные тороиды проводами, с диаметром сечения $2a$, свёрнутыми в кольца одного и того же радиуса R и разнесёнными на расстояние $2h$ (рисунок 4.3). Для ёмкости такого промежутка в [85] приводится следующее выражение (в системе СГС)

$$C_{\text{ИП}}^{220} \approx \frac{4\pi^2 \varepsilon R}{\ln\left(\frac{8R}{a}\right) - \frac{R}{\sqrt{R^2+h^2}} \cdot \mathbf{K}}, \quad (4.5)$$

где \mathbf{K} – полный эллиптический интеграл первого рода с модулем $k^2 = R^2 / (R^2 + h^2)$.

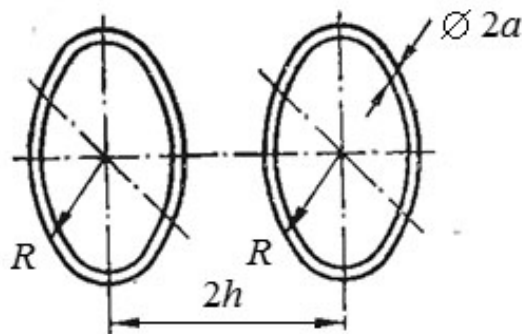


Рисунок 4.3 – к расчёту межэлектродной ёмкости искрового промежутка

По табличным данным [107] этому модулю соответствует $\mathbf{K}=2$ для электродов искрового промежутка защитного аппарата на 220 кВ.

Тогда ёмкость между электродами искрового промежутка составит

$$C_{\text{ИП}}^{220} \approx \frac{4\pi^2 \cdot 10^{-9} \cdot 15 \cdot 10^{-2}}{36\pi \left(\ln\left(\frac{8 \cdot 15}{1.25}\right) - \frac{15}{\sqrt{15^2 + 27^2}} \cdot 2 \right)} = 13.9 \text{ пФ.}$$

В искровом промежутке защитного аппарата на 500 кВ в результате аналогичного расчёта получили ёмкость того же порядка, $C_{\text{ИП}}^{500} \approx 14.2$ пФ.

Реальные значения межэлектродных ёмкостей будут, по-видимому, немного больше вычисленных значений, поскольку электроды соединены с арматурой для крепления к фланцам, а она также имеет свою ёмкость.

Ёмкость, приведённую к фланцам ОПН, можно оценить суммой двух составляющих, геометрической, C_r , которая определяется ёмкостью между электродами

с учётом влияния их крепёжной арматуры и ёмкостью столба последовательно соединённых варисторов, $C_{\text{вар}}$:

$$C_{\text{ОПН}} = C_{\text{Г}} + C_{\text{вар}}. \quad (4.6)$$

Приближённую оценку геометрической ёмкости проведём, заменяя нижний электрод искрового промежутка, соединительную арматуру и верхний фланец ОПН общей геометрической фигурой в виде цилиндра с эквивалентным радиуса R и высотой $2h$. По-видимому, не вызовет большой погрешности, если вычислять ёмкость уединённого цилиндра по [85] как

$$C_{\text{Г}} = 4\pi\epsilon\epsilon_0 R \left\{ \arctg \left(\frac{h}{R} \right) + \frac{h}{2R} \ln \left[1 + \left(\frac{R}{h} \right)^2 \right] \right\}. \quad (4.7)$$

Подставляя в (4.7) численные значения параметров $R = 0.15$ м и $2h = 0.4$ м, получим $C_{\text{Г}} = 21$ пФ для аппарата на 220 кВ. Для аппарата ОПН – ПРН – 500 кВ при $R = 0.25$ м, $2h = 0.8$ м получим $C_{\text{Г}} = 31.1$ пФ.

Ёмкость последовательно соединённых варисторов, $C_{\text{вар}}$, можно определить только после выбора в комплектации ОПН. Забегая вперёд, отметим, что опытные образцы ОПН были скомплектованы из варисторов E48kV612E, поставляемые фирмой EPCOS. Отдельные варисторы имеют диаметр 48 мм, высоту 35 мм и ёмкость 360 пФ. В ОПН 220 кВ столб собран из 30 последовательно соединённых варисторов, а в ОПН 500 кВ из 76 шт. Соответственно, получим $C_{\text{вар}} = 12$ пФ и 4,7 пФ для аппаратов 220 и 500 кВ. Тогда по (4.6) получим окончательно $C_{\text{ОПН}}^{220} = 33$ пФ и $C_{\text{ОПН}}^{500} = 36$ пФ. Теперь можно сделать и численные оценки коэффициента η .

Для аппарата ОПН – ПРН – 220 кВ он составит $\eta \approx 0.7$, а для ОПН – ПРН – 500 кВ - $\eta \approx 0.72$. При выборе длины искрового промежутка зададимся средней величиной среднего разрядного градиента из указанного диапазона $E_{\text{ср.}} = 5$ кВ/см. Рассчитанные длины искровых промежутков приведены в таблице 4.3.

В опытных образцах аппаратов ОПН – ПРН, предъявленных на испытания, искровые промежутки имели следующие размеры: для ОПН – ПРН - 220кВ длина ИП составляла 0.54 м, а для ОПН-ПРН 500кВ – 0.94 м.

Таблица 4.3 – К выбору длины искрового промежутка

Напряжение ВЛ, кВ	$1.8 U_{ф.макс.}$, кВ	$U_{50\%, ИП+ 3\sigma}$, кВ	$U_{50\%, ИП}$, кВ	d , м
220	355.7	249	216.5	0.54
500	808.3	582	506	1.01

Но вернёмся к задаче обеспечения электробезопасности ПРН. Для её реализации были сформулированы основные технические требования к специальным защитным аппаратам и переданы для изготовления по ним опытных образцов в ЗАО «Феникс – 88» (г. Новосибирск). Изначально мы понимали качественные отличия данных аппаратов от стационарных ЛР, которые заключались в следующем.

1 В случае применения аппаратов ОПН – ПРН для обеспечения безопасности при проведении работ под напряжением необходимо, чтобы они срабатывали при коммутационных перенапряжениях. В связи с тем, что аппарат может находиться неподалёку от зоны ПРН, идеальным вариантом было бы использование аппарата без искрового промежутка. К сожалению, этот вариант оказался нереальным по причине недостаточной тепловой стойкости варисторов ОПН: длительное воздействие напряжения промышленной частоты приводит к перегреву варисторов. Поэтому было решено выполнять ЛР с искровым присоединением.

2 Метеоусловия более лёгкие, чем для стационарных ЛР: температура от (–15) до (+30) °С; влажность воздуха до 90 %, без осадков, без гололеда, загрязнений практически нет (1 СЗ), т.к. перед установкой будут протирать от пыли.

3 Условия эксплуатации: кратковременные: аппараты должны стоять под наибольшим рабочим напряжением не более (4 – 6) часов.

4 Повышенные напряжения промышленной частоты также можно исключить, т.к. ПРН во время ПРН какие либо сложные изменения в энергосистеме не допускаются.

5 Коммутации, которые необходимо взять в расчёт при оценке перенапряжений и класса энергоёмкости ОПН: случайные КЗ на других фазах ремонтируемой ВЛ, с кратностью перенапряжений, не превышающей указанных в главе 3

расчётных величин, и частотой повторения по [66]; включение ВЛ в цикле автоматического повторного включения при случайных КЗ.

6 Уровень ограничения перенапряжений должен составлять 1.8, а длина искрового промежутка должна соответствовать условиям координации с прочностью зоны ПРН (см. таблицу 4.3).

7 Конструкция ЛР должна быть лёгкой, чтобы было легко её поднимать бесконечным канатом к проводу ВЛ. Допускается модульная конструкция, где каждый модуль рассчитывается на 110 кВ. Тогда ЛР 220, 330 и 500 кВ можно набирать из двух или трёх модулей.

Так же необходимо обратить внимание на класс энергоёмкости ОПН-ПРН, естественно он должен быть как можно ниже (I или II) для того чтобы масса аппарата не превысила допустимое значение. Но при этом, естественно, при срабатывании ОПН-ПРН он не должен выйти из строя. Для оценки данного параметра при проведении расчетов в МАЭС для случая с самыми большими кратностями перенапряжений, т.е. при ОАПВ ВЛ 500кВ при замыкании в середине линии была получена осциллограмма тока через ОПН (рисунок 4.4), а так же количества энергии выделенного на ОПН-ПРН в этот момент.

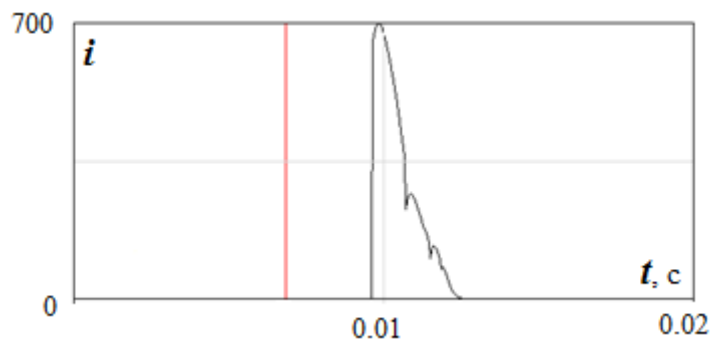


Рисунок 4.4– Ток через ОПН-ПРН при ОАПВ 500 кВ в середине линии

В этом случае при максимальном токе в ОПН-ПРН выделяется энергия равная $W_1 = 0,28$ МДж. Рассчитаем энергоёмкость аппарата в данном случае:

$W_1 / U_{н.р.} = 280/375 = 0,746$ кДж/кВ. Данная величина соответствует классу энергоёмкости указанному производителем.

Опуская дальнейшие подробности, приведём в таблице 4.4 технические требования, в том виде, в каком они переданы исполнителю.

Таблица 4.4 – Технические характеристики защитных аппаратов

Основные характеристики		Тип защитного аппарата	
		ОПН-ПРН- 220/150- 10/650(II)	ОПН-ПРН- 500/375- 10/650(II)
<i>Модуль ОПН</i>			
Номинальное напряжение, кВ _{эфф.}		150	375
Классификационное напряжение, кВ _{эфф.}		142	355
Остающееся на ОПН напряжение, кВ, при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой	250 А	252	630
	500 А	260	650
	1000 А	268	670
Остающееся на ОПН напряжение, кВ, при импульсе тока 10 кАс формой 1/10 мкс		370	925
Амплитуда выдерживаемого не менее 2 раз импульса тока 4/10 мкс, кА		100	
Амплитуда выдерживаемого не менее 18 раз импульса тока, А		650	
Энергия одиночного импульса пропускной способности, не менее, кДж		360	900
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150		УХЛ1	
Масса, кг, не более		35	75
<i>Искровой промежуток</i>			
$U_{50\%}$ частоты 50 Гц, кВ, не менее		191	396
$U_{50\%}$ коммутационного импульса положительной полярности, кВ, не более		435	870

Эскизы опытных образцов защитных аппаратов типа ОПН-ПРН приведены на рисунке 4.5. Для сравнения габаритных размеров аппараты разных классов изображены вместе, условно присоединёнными к одному проводу ВЛ.

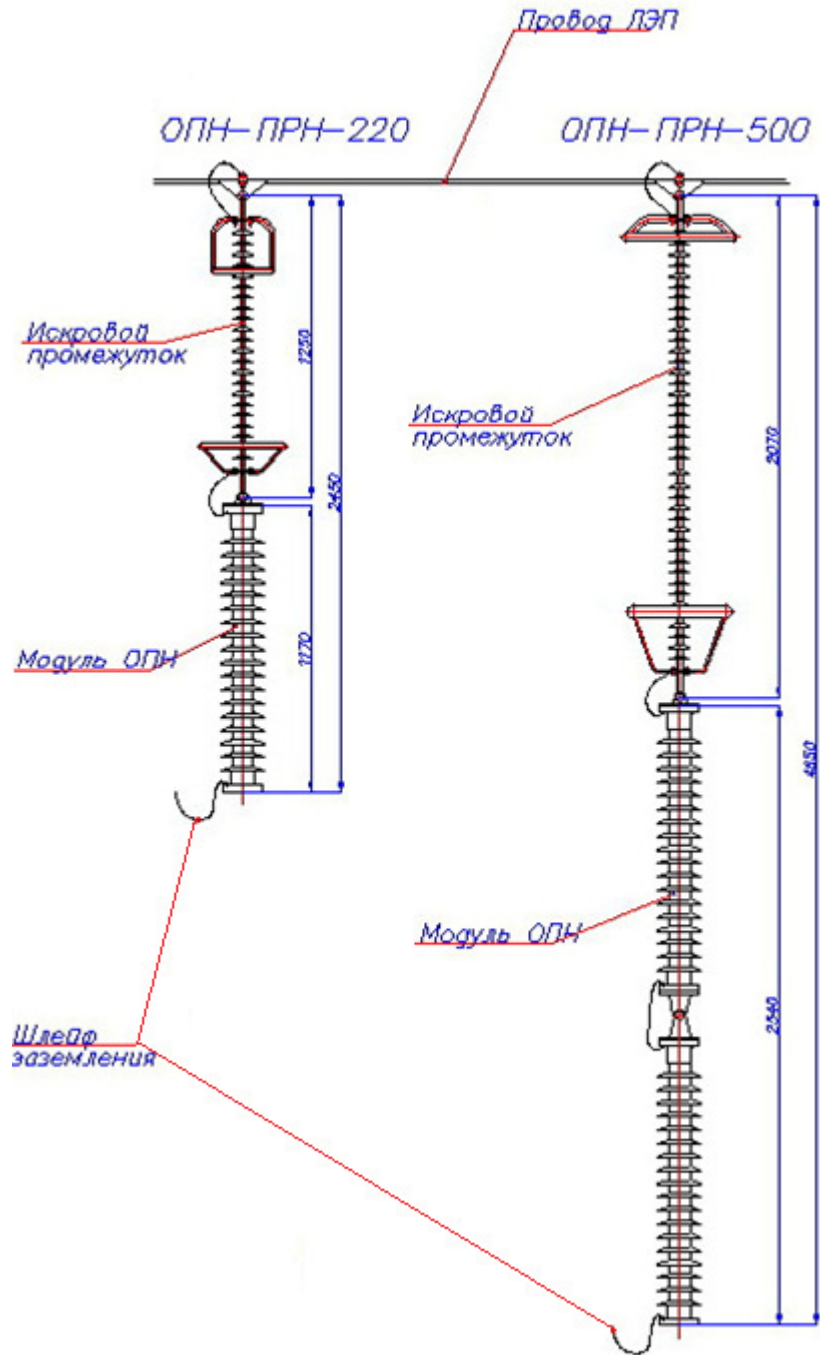


Рисунок 4.5– Эскизы защитных аппаратов для производства работ под напряжением.

4.3 Высоковольтные испытания защитных аппаратов ОПН-ПРН

Испытания опытных образцов защитных аппаратов ОПН – ПРН классов напряжения 220, 330 и 500 кВ были проведены в испытательном центре высоковольтного оборудования ФГУП ВЭИ (г. Москва). Полная копия протокола испыта-

ний приведена в Приложении В. Фрагменты протокола испытаний аппаратов на 220 кВ отражены на рисунках 4.6 и 4.7.

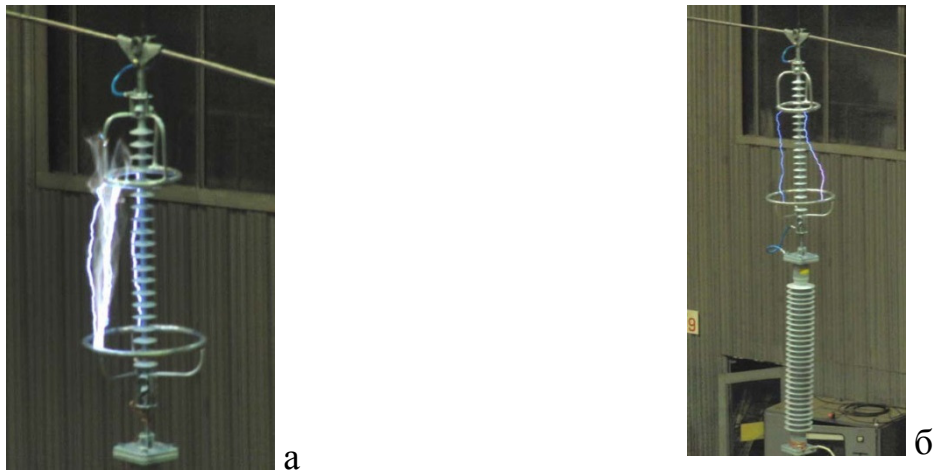


Рисунок 4.6 – Испытания защитного аппарата типа ОПН – ПРН – 220кВ переменным (а) и импульсным (б) напряжением

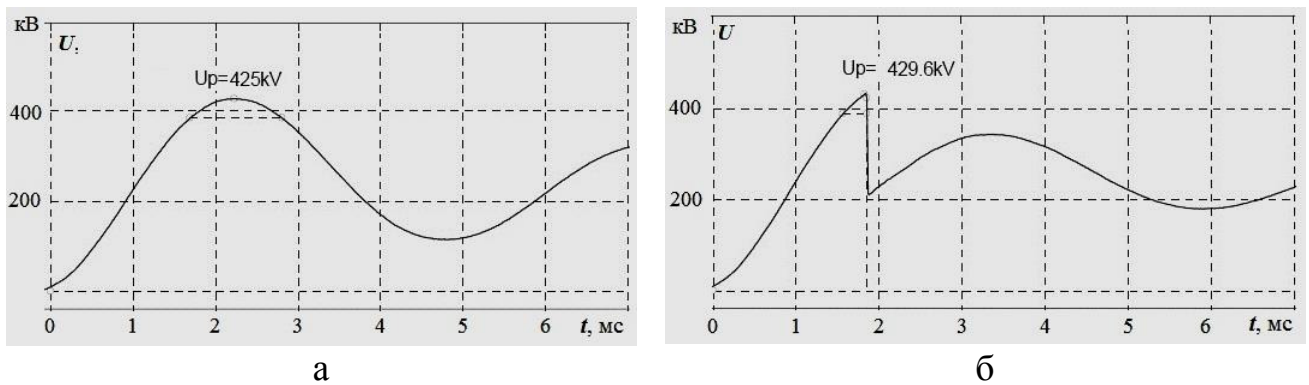


Рисунок 4.7 – Форма испытательного коммутационного импульса без пробоя (а) и с пробоем (б) искрового промежутка аппарата типа ОПН-ПРН– 220 кВ

При испытаниях напряжением промышленной частоты ОПН закорачивались. Расстояния между экранами, которые служили электродами искровых промежутков, выбирались равными 54 и 94 см. Средние разрядные напряжения и средне-квадратичные отклонения определялись по 10 приложениям напряжения при плавном подъёме напряжения промышленной частоты. При определении 50 % - ных разрядных напряжений при униполярном колебательном коммутационном импульсе положительной полярности 2230 / 3600 мкс, использовался ступенчатый метод,

при котором вероятность разряда определялась не менее чем для трёх точек [108]. Количество приложенных импульсов на каждую точку было не менее 20. Кроме того, к испытуемым ЛР прикладывались по 10 импульсов отрицательной полярности, амплитуда которых была близка к 100 % - ной вероятности разряда при положительной полярности напряжения.

Результаты испытаний аппаратов 220 и 500 кВ сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Разрядные характеристики защитных аппаратов ОПН-ПРН

Класс напряжения ОПН-ПРН, кВ	Длина ИП, м	Вид испытательного напряжения				
		Переменное		Коммутационный импульс		
		$U_{50\%}$, кВ _{эфф}	σ , %	$U_{50\%}$, кВ (+)	σ , % (+)	$U_{\text{выд.}}$, кВ (-)
220	0.54	240	≤ 1	444	2.8	455
500	0.94	408	3.5	871	4.0	920

Средние разрядные градиенты на переменном и импульсном напряжении приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6– Средние разрядные градиенты на переменном и импульсном напряжении

Класс ОПН, кВ	Длина ИП, S, см	U_{\sim}		E_{\sim} , кВ/см	$U_{50\%, \text{ к.и.}}$, кВ	$E_{50\%, \text{ к.и.}}$, кВ/см
		кВ _{эфф}	кВ _{макс}			
220	53.7	240	339	6.32	444	8.27
500	94	408	577	6.14	870	9.26

Если говорить о разрядных градиентах E_{\sim} , то их изменение при вариации длины искрового промежутка (ИП) в аппаратах 220 и 500 кВ связано, по-видимому, с изменением степени неоднородности электрического поля. Более сложная ситуация возникает при анализе значений импульсных разрядных градиентов, $E_{50\%, \text{ к.и.}}$. Их величины оказались значительно большими чем на переменном

напряжении и, вообще, непривычно большими для воздушных промежутков и, к тому же, имели большой разброс.

Здесь следует, однако, заметить, что сравнение электрической прочности ИП в приведённом виде, нельзя считать корректным. Дело в том, что при испытаниях переменным напряжением испытывался непосредственно искровой промежуток, а ОПН закорачивался. При коммутационном импульсе испытывалась вся конструкция (ОПН раскорачивался), и на искровой промежуток приходилась лишь часть приложенного к конструкции напряжения, о чём уже говорилось в начале главы.

Можно, однако, провести приближённую оценку распределения напряжения вдоль конструкции при воздействии коммутационных импульсов. Для этого примем, что в диапазоне изоляционных расстояний от 0.5 до 1.0 м, пробой искрового промежутка при воздействии коммутационных импульсов, осуществляется исключительно в стримерной форме, т.е. длина лидера в начале сквозной фазы равна нулю. По оценкам [78] в стримерах положительной полярности средний градиент напряжения составляет $E_{+c} = 4.5$ кВ/см. Однако эта величина относится к промежутку «стержень – плоскость» с резконеоднородным полем. В испытаниях макетов реальных изоляционных конструкций средние разрядные градиенты увеличиваются до 5 кВ/см и более. В наших испытаниях переменным напряжением, средний разрядный градиент составил $E_{-} = 6,32$ кВ/см. При испытаниях коммутационным импульсом, с длительностью фронта меньше четверти полупериода переменного напряжения, можно ожидать меньшего значения разрядного градиента.

Примем также, что напряжение $U_{50\%, \text{к.и.}}$ всей конструкции будет складываться из $U_{50\%, \text{ИП}}$ и остающегося напряжения на ОПН $U_{\text{ост}}$. (напряжения после пробоя ИП), т.е.

$$U_{50\%, \text{к.и.}} = U_{50\%, \text{ИП}} + U_{\text{ост}}, \text{ кВ.} \quad (4.8)$$

На самом деле непосредственно перед пробоем ИП напряжение на ОПН может немного отличаться от $U_{\text{ост}}$. Из полученных при испытаниях осциллограмм напряжения имеем $U_{\text{ост}} = 210$ и 430 кВ для ОПН – ПРН 220и 500 кВ, соответственно. С учётом этих данных, в таблице 4.7 приведены опытные данные и ре-

зультаты расчётов по (4.8) при предположении, что средний разрядный градиент в искровом промежутке аппарата 220 кВ составлял 5 кВ/см.

Таблица 4.7 – Сравнение опытных и расчётных разрядных напряжений

Характеристики	Класс напряжения, кВ	
	220	500
S , см	54	94
$U_{50\%, \text{ ИП}}$	270	470
$U_{\text{ост.}}, \text{ кВ}$	210	430
Расчётная величина $U_{50\%, \text{ к.и.}}, \text{ кВ}$	480	900
Измеренная величина $U_{50\%, \text{ к.и.}}, \text{ кВ}$	444	870
Расхождение между расчётом и опытом, %	+8.1	+3.4
$U_{50\%, \text{ ИП}}/U_{50\%, \text{ к.и.}}, \text{ расчёт}$	0.56	0.52
$U_{50\%, \text{ ИП}}/U_{50\%, \text{ к.и.}}, \text{ ОПЫТ}$	0.61	0.54

Из приведённых в таблице 4.7 данных видно, что расчётные отношения $U_{50\%, \text{ ИП}}/U_{50\%, \text{ к.и.}}$ довольно близки к экспериментальным значениям. Этот факт означает, что различие в величинах ёмкостей искрового промежутка и «закрытого» ОПН, по-видимому, меньше, чем было принято в начале разработки.

Впрочем, принципиального значения погрешность выполненных оценок ёмкостей не имеет. Главное, чтобы общее коммутационное импульсное напряжение, приложенное к защитному аппарату, делилось между искровым промежутком и ОПН и делилось так, чтобы (60 – 70) % было бы приложено к искровому промежутку. Заметим, что в расчётах коммутационных перенапряжений, ограничиваемых защитными аппаратами ОПН – ПРН (см. главу 3), в их схемы были введены соответствующие ёмкости.

Любопытно сравнить величины разрядных промежутков стационарных линейных разрядников и разработанных аппаратов ОПН – ПРН. К сожалению, нормативных документов, в которых были бы изложены требования к выбору эле-

ментов ЛР, пока не разработано. Большими партиями устройства выпускают две российские фирмы: «Полимер-Аппарат» и «Феникс-88». Первая выпускает ЛР для ВЛ классов напряжения 110, 220 и 330 кВ. Размеры их искровых промежутков приведены в [109] и составляют 400, 800 и 1200 мм, соответственно. В соответствии с существующим порядком изготовители работают по техническим условиям, которые согласовываются с заказчиком. Понятно, что технические условия могут содержать конфиденциальную информацию, и поэтому ссылаться на них нельзя. Однако информацию о длинах разрядных промежутков, можно взять из рекламной продукции [110].

Межэлектродные расстояния искровых промежутков в изделиях ОАО «Феникс-88» изменяются в зависимости от конструкции. В сериях аппаратов ОПН-Лит конструкция искровых промежутков аналогична аппаратам ОПН-ПРН, т.е. содержит тороидальные экраны, жёстко закреплённые на оконцевателях полимерного изолятора. В аппаратах ОПН-Лит на классы напряжения 220 и 500 кВ расстояния между электродами составляют 640 и 1500 мм, соответственно.

Тот факт, что выбранные нами длины искровых промежутков меньше, чем в стационарных ЛР, объясняется тремя обстоятельствами. Во-первых, в стационарных ЛР промежуток должен быть «всепогодным» и, в частности, выдерживать с запасом квазистационарные повышенные напряжения, в том числе, под дождём. Во-вторых, стационарные ЛР не должны перекрываться при воздействии коммутационных перенапряжений, в том числе тех, амплитуда которых превышает прочность изоляционных промежутков в зоне ПРН. В-третьих, ЛР должен прерывать сопровождающий ток. Дугогасящая способность искрового промежутка в составе с ОПН должна подтверждаться дополнительными испытаниями только в том случае, если ток, протекающий через аппарат, при приложении номинального напряжения, составляет единицы и десятки ампер. При протекании тока в десятые доли ампер, необходимости в проведении таких испытаний нет. В этом случае, дугогасящая способность ОПН-ЛИ при номинальном напряжении аппарата по требованию заказчика может подтверждаться необходимыми расчётами. Учиты-

вая выбранные параметры ОПН в составе аппаратов ОПН-ПРН, дугогасящая способность аппаратов представляется не требующей дополнительных доказательств.

Достаточно полно ход и итоги разработки защитных аппаратов автор представил в [97 – 99], а также в [111; 112].

4.4 Возможные места и способы установки аппаратов

При выборе места установки защитного аппарата учитывались следующие обстоятельства. Во-первых, место установки не должно мешать транспортировке электромонтёра к проводу с опоры. По этой причине, а также для снижения возможного психологического эффекта на членов бригады в случае срабатывания искрового присоединения, рекомендуется устанавливать ОПН в пролёте ВЛ или на соседней опоре. Однако и эта соседняя опора может оказаться проблемной, т.е. не иметь достаточного запаса по изоляционным расстояниям для обеспечения безопасности ПРН. Поэтому наиболее безопасным решением представляется размещение защитного аппарата в центральной части пролёта.

Отметим, что технологическая карта № 4.6 в [4] предусматривает подъём на провод электромонтёра для выполнения ремонтных работ под напряжением на проводе ВЛ 500 кВ, и её можно взять за основу будущей технологической карты на установку защитного аппарата.

В свою очередь, это решение можно реализовать в трёх вариантах. В первом варианте защитный аппарат находится на земле, а связь с проводом осуществляется гибким проводником. Очевидно, что внешний диаметр проводника должен быть достаточным для обеспечения напряжённости электрического поля меньше пороговой напряжённости начала короны, что технически выполнить проблематично. Во втором варианте к проводу ремонтируемой ВЛ присоединяется только искровой промежуток а его связь с ОПН осуществляется гибким спуском. В этом случае, требования к сечению спуска, резко облегчаются.

Наконец, в третьем варианте, к проводу поднимается весь аппарат, а его заземление осуществляется гибким шлейфом. Этот вариант и был положен в основу

проекта технологической карты, изложенном в приложении Г. В нём механическую нагрузку несёт блок, смонтированный на проводе и изолирующий канат. Электрическое соединение защитного аппарата с проводом линии осуществляется штангой переносного заземления (ШПЗ). Разумеется, предусматривается устройство временного заземления защитного аппарата, с помощью соединения гибкой связью с опорой и штырями заземления, а также меры предосторожности: ограждение и вывешивание плакатов и т.д.

4.5 Выводы по главе

1 Показано, что для защиты ремонтного персонала подвесные ограничители коммутационных повышенных напряжений предпочтительнее защитных искровых промежутков.

2 Разработаны и переданы фирме-изготовителю основные технические требования к подвесным защитным аппаратам ОПН-ПРН для ограничения опасных коммутационных перенапряжений при работах на ВЛ 220 и 500кВ.

3 Проведены высоковольтные испытания опытных образцов защитных аппаратов ОПН – ПРН, в которых правильность выбора искровых промежутков защитных аппаратов была подтверждена.

4 Рассмотрены основные требования к выбору места установки защитного аппарата на ремонтируемой ВЛ и разработан проект технологической карты на этот вид работы.

ГЛАВА 5 СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

5.1. Общие подходы

Воздушные линии высокого напряжения являются одними из наиболее ответственных элементов в системах электроснабжения потребителей электроэнергии. Их отказ может привести к перерыву в питании потребителей или к отключению важных узлов нагрузки, что конечно является причиной появления экономических ущербов. В [12] ущерб от отказов в системах электроснабжения предлагается оценивать суммой двух составляющих

$$Y = y_1 \omega + y_2 T_{\text{в}} \omega \text{ [руб/год]}, \quad (5.1)$$

где y_1 - удельный ущерб от самого факта отказа ВЛ, не зависящий от длительности восстановления её работоспособности, руб./отказ; y_2 – удельный ущерб от простоя потребителей после отказа, зависящий от длительности восстановления работоспособности воздушной линии, руб./час; ω – параметр потока отказов данной ВЛ, отказ/год; $T_{\text{в}}$ – среднее время восстановления, час/отказ.

Из (5.1) видно, что при выборе оптимального уровня надёжности воздушной линии варьированию подлежат две независимые характеристики: параметр потока отказов и среднее время восстановления. Таким образом, ущерб зависит от двух основных показателей надёжности: безотказности и ремонтпригодности.

На повышение безотказности линии могут влиять такие факторы как повышение грозоупорности линии, применение более прочных материалов и надёжных конструкций для строительства ВЛ и т.д. На ремонтпригодность влияет облегчение доступа к элементам и частям ВЛ, расстояние до места хранения аварийного резерва и т.п.

Такое разделение надёжности позволяет представить затраты на повышение надёжности воздушной линии в виде суммы двух величин:

$$Z = Z_1 + Z_2 \quad (5.2)$$

где Z_1 – затраты на повышение ремонтпригодности воздушной линии; Z_2 – затраты на повышение её безотказности.

Естественно, существуют мероприятия, которые влияют одновременно и на безотказность ВЛ, и на её ремонтпригодность. Примером может служить достаточно распространённый метод повышения надёжности – резервирование (канальное или поэлементное). Этот метод сокращает и параметр потока отказов ВЛ, и среднее время восстановления после отказа. Но, если при этом допустить, что воздействие данного комплексного мероприятия на показатели надёжности ВЛ может быть количественно измерено, то общие затраты можно условно разнести как влияющие отдельно на безотказность и ремонтпригодность.

Очевидно, что возможность производства работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ под напряжением, может существенно повысить ремонтпригодность воздушных линий. Основное преимущество работ под напряжением заключается в том, что ВЛ и присоединённое к ней оборудование находятся в работе во время ремонта, следовательно электроснабжение потребителей не приостанавливается. Этот факт, как таковой, улучшает качество электроснабжения потребителей, поскольку продолжительность и частота перерывов поставки электроэнергии, являются наиболее важными показателями качества электроснабжения. Это обстоятельство существенно влияет на экономические факторы развития и расширения области применения технологии ПРН. Помимо экономических интересов рынка электроэнергии, очевиден положительный эффект ПРН и в социальном плане: бесперебойность электроснабжения оказывает влияние на уровень общественного благополучия [3].

Кроме улучшения качества энергоснабжения, были выявлены прочие технические преимущества ПРН. Отметим некоторые из них.

1. Снижение количества коммутаций позволяет уменьшить уровень рисков возникновения инцидентов и аварий в электрических сетях. Особенно это актуально с учетом значительного срока службы и степени износа оборудования распределительных устройств подстанций.

2. Отсутствие дополнительного расхода электрической энергии на её транспорт (технических потерь электроэнергии), в случае работы электрической сети в неоптимальных ремонтных режимах при отключении ВЛ, требующей ремонта.

3. Снижение затрат, связанных с компенсацией ущерба сельскохозяйственному производству и собственникам земель, по которым проходит ремонтируемая ВЛ, за счёт оптимизации сроков выполнения работ (возможность их согласования с периодом вегетации сельскохозяйственной флоры, а не с допустимыми режимами работы энергосистемы).

4. Возможность оптимальной загрузки ремонтных бригад выполняющих ПРН. Оптимизация долгосрочных графиков работ и минимизация времени вынужденных простоев бригад достигается за счёт меньшей зависимости согласованного периода проведения ремонта от режимов работы энергосистемы.

5. Применение ПРН, как более технологичного вида работ в электроустановках, содействует повышению квалификации исполнителей и организаторов работ, содействует дальнейшему развитию передовых технологий, повышению эффективности и безопасности в электроэнергетике и сопутствующих отраслях.

6. Как показано впервые в данной работе, ПРН обеспечивает возможность сохранения оптимальных режимов работы электростанций и загрузки генераторных мощностей, при проведении ремонтных работ на ВЛ без нарушения нормальной схемы сети.

5.2 Зарубежный опыт оценки экономической эффективности ремонтных работ под напряжением

Вернёмся к оценкам экономической эффективности ПРН при ремонтах ВЛ. Отметим, что в отечественной практике эффективность ПРН определяется исключительно снижением потерь энергии, которые могут возникнуть при отключении какой-то ВЛ и питании потребителей по другим, менее оптимальным, путям транспорта энергии [8; 12; 16]. В зарубежной практике, наряду с указанным фактором, в расчёты эффективности включается экономия затрат времени:

- на подготовку работ;
- получение допуска от энергосистемы;
- на отключение и повторное включение в случае проведения работ на выведенном из работы оборудовании;
- собственно на работу.

Кроме того, отмечаются, но не включаются в расчёты, такие факторы:

- штрафы от независимых производителей электроэнергии;
- влияние на показатели качества электроэнергии;
- влияние на объём локального производства электроэнергии
- имидж сетевой компании.

На рисунке 5.1 приведено сравнение предпочтительных объёмов ПРН (фиолетовый цвет) и работ на отключенном оборудовании разных классов напряжения. Данное сравнение проведено техническим комитетом 78 МЭК «Работы под напряжением» на основе опросов десятков стран.

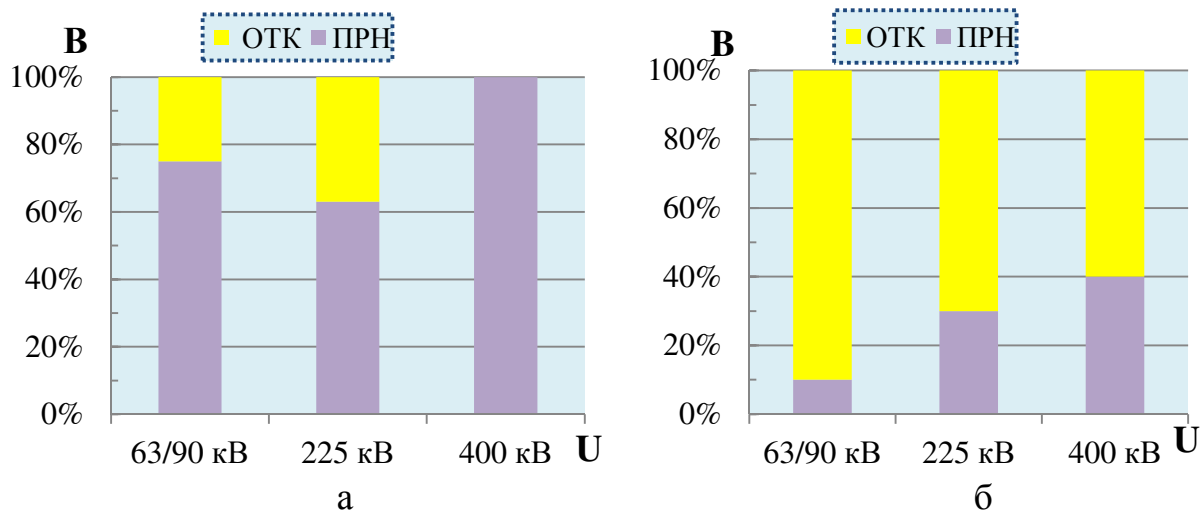


Рисунок 5.1 – Предпочтительный удельный объём работ на линиях (а) и подстанциях (б) с отключением (ОТК) и без отключения напряжения (ПРН)

Видно, что эффективность ПРН возрастает с увеличением класса напряжения, причём на воздушных линиях она значительно выше, чем на электроподстанциях. Это вполне логично, т.к. на подстанции намного проще чем на ВЛ,

обеспечить резервирование, при отключении той или иной ячейки для технического обслуживания или ремонта оборудования. С другой стороны, технологии ПРН на ПС недостаточно проработаны и требуют значительных усилий на подготовку и проведение.

Предполагается, что в будущем будет возрастать удельный вес ПРН и в сетях средних классов напряжения, в том числе по причине распространения и включения в работу распределённой генерации (ветроэлектрические генераторы, солнечные батареи и т.д.).

Примером того, что работы под напряжением, в ряде случаев, проводить более выгодно, чем обесточивать линию, могут служить расчёты, приведённые в [113] для двух линий «P-S» и «P-L» длиной 112,3 км и 96,6 км, соответственно. В Венгрии, наиболее распространёнными ремонтными работами под напряжением на линиях электропередачи, являются работы по замене гасителей вибрации, поэтому в этом исследовании сравниваются затраты на эти работы с применением технологий ПРН и затраты на этот вид ремонта, методами с отключением ВЛ.

Расходы на добавочные потери в сети при отключении ВЛ, считались следующими. Если обесточить ВЛ «P-S», то средние дополнительные сетевые потери электроэнергии оцениваются в 4 МВт-ч., а отключение линии «P-L» увеличивает потери сети на 2 МВт-ч. Очевидно, что эти значения зависят от фактической схемы сети и величины передаваемой мощности.

В случае ПРН максимальное число рабочих бригад – две, потому что только 20 работников имеют лицензии для работ под напряжением от инспекции «MAVIR». При снятии напряжения на линии, к работе могут быть привлечены дополнительно ещё две бригады. В расчётах было принято допущение, что если по замене гасителей вибрации работают 2, 3 или 4 рабочих бригады, то продолжительность работ составляет половину, треть и четверть того времени, которое требуется для выполнения работы одной бригадой. Поэтому относительные затраты, зависящие от времени, не зависят от числа рабочих бригад.

Для части А - Замена гасителей вибрации на ВЛ«P-S». Результат расчёта стоимости можно увидеть в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Относительные затраты на проведение работ под напряжением на линии «P-S», %

Тип затрат	1 бригада	2 бригады
заработная плата	37,3	37,3
защитная одежда, оборудование	1,9	1,9
обучение	1,1	1,1
проживание	1,1	2,2
машины и механизмы	5,0	5,0
инструменты	1,7	1,7
стоимость материалов	51,1	51,1
дополнительные потери электроэнергии в сети	0,0	0,0
ущерб сельскому хозяйству	0,7	0,7
Итого	100,0	101,1

Наибольшая часть расходов при техническом обслуживании по методу ПРН, это заработная плата и затраты на материалы, однако последнее является независимым от технологии обслуживания. Расходы по работам на отключённой линии приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Относительные затраты на проведение работ с отключением напряжения на ВЛ«P-S», %, при количестве бригад

Тип затрат	1 бр.	2 бр.	3 бр.	4 бр.
заработная плата	28,0	28,0	28,0	28,0
защитная одежда, оборудование	1,1	1,1	1,1	1,1
обучение	0,4	0,4	0,4	0,4
проживание	0,0	2,2	3,3	4,1
машины и механизмы	4,4	4,4	4,4	4,4
инструменты	0,7	0,7	0,7	0,7
стоимость материалов	51,1	51,1	51,1	51,1
потери электроэнергии в сети	117,3	58,7	39,1	29,3
ущерб сельскому хозяйству	3,0	3,0	3,7	3,7
Итого	206,1	149,6	131,9	122,9

Первое отличие заключается в том, что уровень зарплаты ниже, чем заработная плата при ПРН на 9,3%, в том числе по причине того, что общее время работы при технологии со снятием напряжения меньше, чем при ПРН. Стоимость защитных средств, обучения, проживания, оснастки, также выше в случае ПРН, но эти различия в стоимости лишь на (4,1 - 3,0) %. Если заняты более двух рабочих бригад, то может наблюдаться незначительное увеличение стоимости ущерба сельскому хозяйству. Однако наиболее значительные затраты в случае отключения линии, это стоимость дополнительных потерь электроэнергии в сети, которые возникают при отключении линии электропередачи «P-S».

Экономические потери, вызванные повышенными потерями электроэнергии в режиме отключения этой линии, превышают общую стоимость замены гасителей вибрации при технологии ПРН. Хотя, дополнительные потери электроэнергии в сети значительно уменьшаются, если работают несколько рабочих бригад (поскольку сокращается время простоя), общие расходы, в случае работ с отключениями напряжения, во всех случаях выше, чем при ПРН.

Для части В - Замена гасителей вибрации на ВЛ «P-L». Результат расчета стоимости ПРН, можно увидеть в таблице 5.3.

Таблица 5.3– Относительные затраты на проведение работ под напряжением на ВЛ«P-L», %

Тип затрат	1 бригада	2 бригады
заработная плата	37,2	37,2
защитная одежда, оборудование	1,9	1,9
обучение	1,1	1,1
проживание	1,2	2,5
машины и механизмы	5,0	5,0
инструменты	1,9	1,9
стоимость материалов	50,9	50,9
дополнительные потери электроэнергии в сети	0,0	0,0
ущерб сельскому хозяйству	0,8	0,8
Итого	100	101,2

Она показывает что распределение затрат очень похоже на таковые, в случае ПРН на ВЛ «P-S». Различие в затратах возникает в результате того что ВЛ «P-L» короче, чем ВЛ «P-S». Следовательно, для её ремонта требуется меньше материалов и времени. Незначительное увеличение затрат может наблюдаться из-за расходов на размещение, если к работе привлечены две бригады.

Статьи затрат при отключении ВЛ можно увидеть в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Относительные затраты на проведение работ с отключением напряжения на ВЛ«P-L», %

Тип затрат	1 бр.	2 бр.	3бр.	4 бр.
заработная плата	27,9	27,9	27,9	27,9
защитная одежда, оборудование	1,1	1,1	1,1	1,1
обучение	0,4	0,4	0,4	0,4
проживание	0,0%	2,5	3,7	4,5
машины и механизмы	4,3	4,3	4,3	4,3
инструменты	0,8	0,8	0,8	0,8
стоимость материала	50,9	50,9	50,9	50,9
дополнительные потери энергии в сети	60,8	30,4	20,3	15,2
ущерб сельскому хозяйству	3,3	3,3	4,1	4,1
Итого	149,6	121,7	113,6	109,3

Данные таблицы 5.4 также показывают, что наиболее значительный вид затрат в случае обесточенного обслуживания ВЛ – стоимость дополнительных потерь электроэнергии в сети. Дополнительные потери в сети, вызванные обесточиванием ВЛ «P-L» ниже, чем при отключении линии «P-S», поэтому разница между издержками двух технологий обслуживания меньше, но и при этом, даже в случае с увеличением числа рабочих бригад до 4, суммарные затраты в случае производства работ на отключенной ВЛ, остаются выше на 9,3%, чем при ПРН.

5.3 Учёт дополнительных показателей эффективности ПРН в условиях российского рынка электроэнергии и мощности

Очевидно, что прямые затраты на выполнение ремонтных работ в случае их проведения без отключения воздушной линии электропередачи выше по отношению к случаю выполнения аналогичных работ на отключенной ВЛ.

Работы под напряжением требуют более высокой квалификации специально обученного ремонтного персонала. При организации ПРН, требуется особо тщательная проработка технологии выполнения работ, применение специальной оснастки и дополнительных средств защиты от вредных производственных факторов, в том числе, связанных с наличием на рабочем месте электрических и магнитных полей большой интенсивности.

Однако, в значительной мере, уровень дополнительных затрат на организацию ПРН уравнивается тем, что допуск к работам существенно облегчается если не требуется согласование «вывода в ремонт» (т.е. традиционного отключения и заземления ВЛ). Уменьшается вероятность заблаговременного либо внепланового отказа со стороны «Системного оператора» вывода ВЛ «в ремонт», либо экстренного «ввода в работу» ремонтируемой линии, в связи с возникновением недопустимых режимов в работе энергосистемы. Снижается вероятность вынужденных простоев ремонтных бригад, уже перебазированных на место производства работ, а значит и дополнительных затрат на заработную плату и командировочные расходы. Появляется возможность более чёткого планирования ремонтных периодов, с целью оптимизации степени загрузки ремонтного персонала, а значит и возможность снижения всего комплекса затрат, связанных с численностью работников.

Наряду с таким «системным» фактором экономической эффективности ПРН, как отсутствие дополнительных потерь электроэнергии при её транспортировке по «ремонтной схеме» электрической сети в случае отключения ремонтируемой ВЛ, автор предлагает учитывать ещё одну составляющую экономического эффекта от ПРН, которая не присутствовала в предшествующих данной работе оценках.

Она связана с отсутствием необходимости изменения оптимальных режимов работы электростанций для компенсации недостатка электроэнергии в дефицитных энергоузлах и вывода из работы эффективных генерирующих мощностей, по причине отсутствия тракта выдачи их мощности, при выводе в ремонт системообразующих связей в критических по пропускной способности сечениях. Проще говоря, речь идёт о ситуации, когда при выводе в ремонт системообразующих ВЛ возникает необходимость покрытия недостающих мощностей в дефицитном энергорайоне за счёт загрузки менее эффективных «замыкающих» генерирующих источников, и наоборот, разгрузки более экономичных энергоблоков в узлах с запертой мощностью. Подобная ситуация достаточно типична. Рассмотрим её на примере отключения одной или двух ВЛ 220 кВ, которые связывают дефицитный Бийский энергоузел энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай с Барнаульской зоной. Схема этой части энергосистемы приведена на рисунке 5.2.

Необходимая электрическая мощность Бийского энергорайона обеспечивается не только перетоками из ОЭС Сибири, но и внутренней генерацией Бийской ТЭЦ. Установленная электрическая мощность Бийской ТЭЦ – 535 МВт. Описание установленного на Бийской ТЭЦ основного энергетического оборудования с указанием коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) каждой единицы генерирующего оборудования за последние три года, приведено в таблицах 5.5 и 5.6.

Таблица 5.5 –Турбогенераторы Бийской ТЭЦ

Ст. номер	Тип генератора	Тип турбины	P _{уст.} , МВт	КИУМ, %, в годы		
				2011	2012	2013
ТГ 1	ТВ-2-30-2	ПТ-25-90/10	25	5,7	0,6	2,6
ТГ 2	ТВ-2-30-2	Т-30-90	30	0,3	3,1	0,0
ТГ 3	ТВФ-60-2	ПТ-50-130/13	50	32,9	54,0	40,6
ТГ 4	ТВФ-60-2	ПТ-50-130/13	50	27,4	40,9	28,0
ТГ 5	ТВФ-60-2	Т-50-130	50	19,0	67,1	22,7
ТГ 6	ТВФ-120-2	Т-110/120-130	110	72,4	90,5	75,0
ТГ 7	ТВФ-110-2ЕУЗ	Т-110/120-130	110	43,1	64,2	81,7
ТГ 8	ТВФ-110-2 ЕУЗ	Т-110/120-130	110	48,1	71,0	79,6

Таблица 5.6– Котлоагрегаты Бийской ТЭЦ

Ст. номер	Тип котлоагрегата	Давление, кгс/см ²	Паропроизводительность, т/ч	Год выпуска
К-7	БКЗ-210-140Ф	140	210	1965
К-8	БКЗ-210-140Ф	140	210	1966
К-9	БКЗ-210-140Ф	140	210	1966
К-10	БКЗ-210-140Ф	140	210	1970
К-11	БКЗ-210-140Ф	140	210	1972
К-12	БКЗ-210-140Ф	140	210	1975
К-13	БКЗ-210-140Ф	140	210	1975
К-14	ТПЕ-430-А	140	500	1984
К-15	ТПЕ-430-А	140	500	1988
К-16	ТПЕ-430-А	140	500	1990

– *Прогноз потребления мощности для характерных периодов каждого года расчётного периода и его обоснование*

В качестве зимнего максимума потребления мощности Алтайской энергосистемы в расчётном периоде был взят максимум потребления, учтённый в проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2014 – 2020 годы (базовый вариант). Прогнозный максимум потребления мощности в зимний период для Бийского энергорайона был определён с учётом коэффициента, учитывающего соотношение абсолютных фактических максимумов потребления мощности Алтайской энергосистемы и Бийского энергорайона. Указанный коэффициент рассчитан как среднее значение соответствующих коэффициентов за последние три года.

Прогноз зимнего максимума потребления на 2015 и 2016 годы определен как произведение полученного значения коэффициента и принятого в расчётах на соответствующий год максимума потребления мощности для зимнего периода Алтайской энергосистемы.

Расчёт приведён в таблице 5.7.

Таблица 5.7– Расчёт прогноза максимального потребления энергорайонов в зимний период 2015 – 2016 гг.

Факт, по годам							Прогноз	
2011		2012		2013		2011–2013	2015	2016
МВт	Доля	МВт	Доля	МВт	Доля	Средняя доля	МВт	МВт
<i>Алтайская энергосистема</i>								
1975		2057		1869			2083	2091
<i>Бийский энергорайон</i>								
486	0,25	499	0,24	433	0,23	0,24	500	502
<i>Барнаульский, Бийский, Кулундинский энергорайоны</i>								
1683	0,85	1747	0,85	1577	0,84	0,85	1767	1774

Прогнозный максимум потребления мощности в летний период для Бийского энергорайона был определён с учётом коэффициента, учитывающего соотношение максимумов потребления мощности в дни зимнего (ДЗКЗ) и летнего (ДЛКЗ) контрольного замеров. Коэффициент рассчитан как среднее значение соответствующих коэффициентов за последние три года. Прогноз летнего максимума потребления на 2015-16 гг. определен как произведение полученного значения коэффициента и принятого в расчётах на соответствующий год максимума потребления мощности для зимнего периода Бийского энергорайона.

Расчёт приведён в таблице 5.8.

Прогнозное потребление мощности в зимний и летний периоды для генерирующего оборудования Бийской ТЭЦ было определено, как среднее арифметическое фактического потребления генерирующего оборудования в дни зимнего и летнего контрольного замеров за предшествующие три года. Указанное фактическое потребление мощности генерирующего оборудования было рассчитано пропорционально установленной мощности находящегося в работе оборудования от суммарного потребления Бийской ТЭЦ.

Итоговое прогнозное потребление мощности в зимний и летний периоды Бийского энергорайона на 2015-16 гг. было рассчитано, как разность прогнозного максимума потребления мощности Бийского энергорайона и прогнозного потреб-

ления мощности генерирующего оборудования Бийской ТЭЦ для каждого вывода единиц генерирующего оборудования Бийской ТЭЦ.

Таблица 5.8 – Расчёт прогноза максимального потребления Барнаульско-Бийско-Кулундинского энергорайона в летний период 2015, 2016 гг, МВт

Характеристика	2011		2012		2013		Прогноз	
	МВт	Дата	МВт	Дата	МВт	Дата	2015	2016
<i>Барнаульский, Бийский, Кулундинский энергорайоны</i>								
ДЗКЗ	1588	21.12	1741	19.12	1415	18.12	1204	1209
ДЛКЗ	1061	15.06	1077	20.06	1072	19.06		
Коэф-т	0,67		0,62		0,76			
Средний	0,681							
<i>Бийский энергорайон</i>								
ДЗКЗ	448	21.12	499	19.12	398	18.12	297	298
ДЛКЗ	261	15.06	268	20.06	264	19.06		
Коэф-т	0,58		0,54		0,66			
Средний	0,594							

Результаты анализа возможной режимной ситуации, с учётом отключения ВЛ в этой части энергосистемы, приведены в Приложении Д.

Из анализа можно выделить важный аспект. Предложение по электрогенерации со стороны Бийской ТЭЦ, (величина которого очевидно была определена в соответствии с необходимой тепловой мощностью, из соображений максимальной эффективности работы генерирующего оборудования, в данный период времени), меньше, чем запрашиваемая электрическая мощность со стороны Системного оператора. По условиям Системного оператора, электростанция обязана иметь возможность в любой момент ввести в работу дополнительный блок, мощностью 50 МВт. В таком случае, в условиях действующих рыночных взаимоотношений, генерирующее предприятие получает дополнительные финансовые

средства (компенсацию за вынужденный ввод в работу дополнительного оборудования, использование которого владелец не считал эффективным).

До февраля 2015 г. ОАО «Бийскэнерго», ежемесячно присваивался признак «электростанция (генерирующий объект), поставляющая электрическую энергию в вынужденном режиме». При присвоении указанного признака для исключения ограничения режима потребления при возникновении нормативного аварийного возмущения, требуется включение дополнительного генерирующего оборудования ОАО «Бийскэнерго», относительно необходимого по условиям обеспечения не превышения максимально допустимых перетоков в нормальном режиме.

Присвоение станции признака «электростанция (генерирующий объект), поставляющая электрическую энергию в вынужденном режиме», подразумевает следующий порядок оплаты за поставку электроэнергии на рынок. Каждая электростанция имеет тариф на электроэнергию (для Бийской ТЭЦ это 1075 рублей за 1000 кВт-час). Если же станции присвоен упомянутый признак, то при складывающейся цене балансирующего рынка ниже тарифа, вся энергия оплачивается по цене не ниже чем установленный тариф, а если цена выше, – то по сложившейся рыночной цене. Таким образом, ОАО «Бийскэнерго» компенсировались затраты за возможность работы в «вынужденном режиме». Подчеркнём, что такой порядок ценообразования действует по факту присвоения электростанции признака ЭВР, т.е. даже в том случае, когда нарушения нормального режима работы фактически не возникает.

Фактические цены балансирующего рынка в феврале и марте 2015 г., колебались в диапазоне (1130 – 1170) рублей за 1000 кВт-час [114]. Весной цены снизились, и в случае присвоения Бийской ТЭЦ признака "станции работающей в вынужденном режиме" на май, станция получила бы минимально гарантированную оплату за электроэнергию на основе тарифа – 1075 рублей за 1000 кВт-час, даже в случае если необходимости во вводе дополнительного оборудования не возникло бы. Так как в мае 2015 года такой признак Бийской ТЭЦ присвоен не был, станция получила оплату по сложившейся цене электроэнергии на балансирующем рынке, которая в мае составила (820 – 900) рублей за 1000 кВт-час [114].

Из приведённого примера видно, что снижение цены электроэнергии вырабатываемой генерирующим объектом, в случае отсутствия необходимости присвоения ему признака «электростанция (генерирующий объект), поставляющая электрическую энергию в вынужденном режиме», может составить порядка 20% [115]. Таким образом, поскольку при внедрении ПРН снижается вероятность возникновения недопустимого снижения пропускной способности электрических сетей, сокращается область необходимости работы электростанций «в вынужденном режиме». Это обстоятельство является экономическим фактором, потенциально стимулирующим развитие технологий ПРН.

5.4. Выводы по главе

Впервые предложено учитывать ещё одну составляющую экономического эффекта от ПРН, связанную с вынужденными отклонениями от оптимального режима генерирующих источников, при отключениях тех или иных линий электропередачи. Анализ разноплановых составляющих экономической эффективности позволяет сделать вывод о снижении результирующих затрат, и, одновременно, повышении качества и надёжности электроснабжения потребителей, в случае применения технологии ПРН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненной работы можно сделать следующие выводы.

1 Для выполнения ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи классов напряжения (220 – 500) кВ наибольшее распространение получила схема «провод – человек – изоляция – земля» с непосредственным касанием провода, находящегося под рабочим напряжением. Основные различия в методиках выполнения работ в разных странах касаются способа доставки верховых электромонтёров к месту проведения работ.

2 Главным условием для осуществления ПРН является обеспечение их безопасности. При этом можно считать решёнными вопросы санитарно-гигиенического обеспечения безопасности персонала, а проблема обеспечения электробезопасности, т.е. исключения перекрытий изоляционных промежутков в зоне ПРН при воздействии перенапряжений требует дальнейших исследований.

3 При расчётах электробезопасности работ под напряжением достаточно учитывать коммутационные перенапряжения, возникающие при случайных коротких замыканиях на соседних фазах и перенапряжения, возникающие при автоматическом повторном включении линии.

4 Оценку напряжения перекрытия можно производить расчётом по эмпирическим зависимостям прочности от длины промежутка с учётом корректирующих коэффициентов, учитывающих влияние на электрическую прочность воздушных изоляционных промежутков длительности фронта коммутационных перенапряжений, конструкции и размеров опоры, а также взаимного расположения зоны ПРН и проводов линии. Для последующей оценки степени риска расчёты необходимо проводить четыре раза, т.е. для двух длительностей фронта и двух длин промежутков: проектной длины и промежутков, меньшей длины, скорректированной от проектной длины в меньшую сторону за счёт введения при ремонтах оснастки и приспособлений, включая монтерский стул и электромонтёра.

5 Перенапряжения, возникающие при случайных коротких замыканиях на здоровых фазах линии, не требуют ограничения амплитуды. Невысокие перена-

пряжения имеют место и при ТАПВ ВЛ 220 кВ, на линиях оснащённых электромагнитными трансформаторами напряжения (которые преимущественно применяются на подобных линиях). Наибольшие по величине перенапряжения возникают при коммутации типа ОАПВ на ВЛ 500 кВ и расположении зоны ПРН в средних частях линии. Кроме того, для некоторых проблемных конструкций опор изоляционные промежутки в зоне предполагаемых работ под напряжением, оказываются меньше расстояний, предельно допустимых по нормативным документам и расчётам. В таких случаях наиболее эффективно для ограничения перенапряжений использовать специальные защитные аппараты на основе нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН).

6 Разработаны и переданы фирме-изготовителю основные технические требования к подвесным защитным аппаратам ОПН-ПРН для ограничения опасных коммутационных перенапряжений при работах на ВЛ 220 и 500 кВ. Проведены высоковольтные испытания опытных образцов защитных аппаратов ОПН – ПРН, в которых правильность выбора искровых промежутков защитных аппаратов была подтверждена. Рассмотрены основные требования к выбору места установки защитного аппарата на ремонтируемой ВЛ и разработан проект технологической карты на этот вид работы.

7 Впервые предложено учитывать ещё одну составляющую экономическо-го эффекта от ПРН, связанную с вынужденными отклонениями от оптимального режима генерирующих источников, при отключениях тех или иных линий электропередачи. Анализ разноплановых составляющих экономической эффективности позволяет сделать вывод о снижении результирующих затрат, и, одновременно, повышении качества и надёжности электроснабжения потребителей, в случае применения технологии ПРН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Marshall, E. ESKOM Transmission Live Line Maintenance Techniques and Practices / E. Marshall / Proceedings of 11th International Conference on Live Maintenance, ICOLIM 2014, 21–23 May 2014, Budapest, Hungary. – [Электронный ресурс]. – Paper 02 – 195. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 2 Lubicki, W. Eighty years of Polish experiences in technology of live-line working and impressions from all 10 ICOLIM conferences / W. Lubicki, B. Dudek / Proceedings of 11th International Conference on Live Maintenance, ICOLIM 2014, 21–23 May 2014, Budapest, Hungary. – [Электронный ресурс]. – Paper 01 – 212. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 3 Morar, D. Criteria for Applying of Live Working Technologies in Romanian Transmission Power Grid / D. Morar [и др.] / Proceedings of 11th International Conference on Live Maintenance, ICOLIM 2014, 21–23 May 2014, Budapest, Hungary. – [Электронный ресурс]. – Paper 45 – 132. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 4 Батраков, А.М. Производство ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения / А.М. Батраков, Н.М. Коробков, А.Г. Овсянников. – Новосибирск: Наука, 2009. – 320 с.
- 5 Удод, Е.И. Ремонт электроустановок под напряжением / Е.И.Удод. – Киев: Техніка, 1986. – 165 с.
- 6 Скляр, В.Ф. Ремонт натяжных гирлянд ВЛ 500-750 кВ / В.Ф. Скляр [и др.] // Энергетик. – 1987. – № 2. – С. 19 – 20.
- 7 Технологические карты производства работ под напряжением на ВЛ 220 – 750 кВ; под ред. Е.И. Удод. – Киев: Техніка, 1988. – 200 с.
- 8 Таловерья, В.Л. Разработка, освоение методов и средств технического обслуживания электропередач под напряжением: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.14.02 / Таловерья Владимир Леонидович. – Минск, 1989. – 16 с.
- 9 Helicopter opens new live-line maintenance frontier // Transmission and Distribution. – 1981. – V.33. – № 2. – P. 20 – 23.

- 10 Csikos, B. Service continuity of 750 kV transmission lines ensured by suitable structure and working under voltage. – 30th Session CIGRE, Paris, 29 Aug.- 6 Sept. 1984, Paper 22-10 / В русском переводе: Чикош Б. Опыт эксплуатации воздушной линии 750 кВ и работы под напряжением. – / Линии электропередачи. Подстанции переменного тока: Переводы докладов Международной конференции СИГРЭ-84; под ред. Б.И. Смирнова, Г.К. Вишнякова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – С. 89 – 106.
- 11 Reichman, J. Safety aspects of live-line work methods / J. Reichman // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1981. – PAS-100. – № 7. – P. 3478 – 3485.
- 12 Барг, И.Г. Воздушные линии электропередачи. Вопросы эксплуатации и надёжности / И.Г. Барг, В.И. Эдельман. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 247 с.
- 13 Барг, И.Г. Ремонт воздушных линий электропередачи под напряжением / И.Г. Барг, С.В. Полевой. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 224 с.
- 14 Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей; под ред. К.М. Антипова, И.Е. Бандуилова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 560 с.
- 15 ТИ 34-70-069-87 Типовая инструкция по работам под напряжением на промежуточных опорах и в пролётах воздушных линий электропередачи напряжением 220 – 750 кВ. – М.: СПО ПО Союзтехэнерго, 1988. – 38 с. – С изменением № 1 от 02.06.1988.
- 16 Экспресс-информация: Энергетика и электрификация. Серия: Эксплуатация и ремонт электрических сетей. Вып. 12. – М.: Информэнерго, 1986. – 24 с.
- 17 Технологические карты по ремонту ВЛ 35 – 500 кВ. – М.: СПО ОРГРЭС, 1994. – 48 с.
- 18 Batrakov, A. The new technologies of live working / A.Batrakov, N. Korobkov, A. Ovsyannikov / Proceedings of 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, 24-28 August 2009. – [Электронный ресурс]. – Paper E 49. – Summary. – Johannesburg: SAIEEE, Innes House. – 2009. – P. 272.

- 19 Батраков, А.М. Ремонтные работы на ВЛ под напряжением. Замена грозозащитного троса / А.М. Батраков, Н.М. Коробков, А.Г. Овсянников // Новости электротехники. – 2008. – № 6. – С. 40 – 41.
- 20 Gela, G. Live Working Research at the Electric Power Research Institute / G. Gela / Proc. of International Symposium on EHV Technology, Seoul, May 24-26, 2006. – Seoul, 2006. – P. 1 – 23.
- 21 СО 153- 34.03.150-00 (РД 153-34.0-03.150-00) Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ РМ-016-2001.– М.: НЦ ЭНАС, 2001. – 216 с.
- 22 ПОТ РМ – 012 – 2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте. – М.: НЦ ЭНАС, 2000. – 68 с.
- 23 ГОСТ 12.4.128 – 2003 ССБТ Каски защитные. Общие технические требования. Методы испытаний. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 23 с.
- 24 ГОСТ Р 12.4.184 – 2004 ССБТ Пояса предохранительные. Общие технические требования. Методы испытаний. – Введ. 1996-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2004. – 86 с.
- 25 ГОСТ Р 50849 - 96 Пояса предохранительные. Общие технические условия. Методы испытаний.– М.: Издательство стандартов, 2000. – 14 с.
- 26 ГОСТ 12.1.009 - 2009 ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 16 с.
- 27 ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 6 с.
- 28 ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 2 с.
- 29 ГОСТ 12.4.154-85 Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 10 с.

- 30 ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002. – 7 с.
- 31 ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 2006. – 95 с.
- 32 ГОСТ 28259-89 Производство ремонтных работ под напряжением в электроустановках. Основные требования.– М.: Изд-во стандартов, 1989. – 23 с.
- 33 СО 153-34.03.122-93 (РД 34.03.122-93) Правила обеспечения защиты и охраны труда персонала при проведении работ под напряжением на ВЛ 110-1150 кВ. – М.: ООО «Тексус», 2011. – 17 с.
- 34 ГОСТ 12.4.172 ССБТ Комплект индивидуальный экранирующий для защиты от полей промышленной частоты. Общие технические требования и методы контроля. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2004. – 11 с.
- 35 Овсянников, А.Г. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике / А.Г. Овсянников, Р.К. Борисов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. – 196 с.
- 36 Полонский, Н.Б. Конструирование электромагнитных экранов для РЭА / Н.Б. Полонский. – М.: Сов.радио, 1979. – 216 с.
- 37 Плеханов, Г.Ф. Основные закономерности низкочастотной электромагнитобиологии / Г.Ф. Плеханов. – Томск: Изд-во ТГУ, 1990. – 188 с.
- 38 Коробков, Н.М. Измерения параметров ЭМИ на поверхности тела человека при производстве работ под напряжением / Н.М. Коробков, А.Ю. Токарский, Н.Б. Рубцова / В сб. тезисов докладов н.-т. конф. “Радиофизическая информатика”.- М., 1990. – С. 48 – 49.
- 39 Rubtsova, N.B. Evaluation of electromagnetic field levels of extremely high voltage electric power installation personnel / N.B. Rubtsova, N.M Korobkov, A.Ju. Tokarsky [и др.] / Proc. of 34th CIGRE Session, Paris, 1992. – Paper 36-102.
- 40 Коробков, Н.М. Технологическое и медико-биологическое обеспечение выполнения работ под напряжением на ВЛ 1150 кВ / Н.М. Коробков, Н.Б. Рубцова, А.Ю. Токарский [и др.] / Материалы заседания рабочей группы СИГРЭ/ИК – 38 – 04. – Кокчетав, 1989. – С. 123 – 127.

- 41 Rubtsova, N.B. Hygienic guide-lines of occupational exposure to factors concerning to bare-hand live-line maintenance. Approaches to exposure limits for industrial frequency magnetic fields / N.B. Rubtsova, N.M Korobkov, O.A. Nikitin [и др.] / Proc. of 33th CIGRE Session, Paris, 1990. - Paper 36 – 106.
- 42 Rajendra, P. Biological effects of frequency magnetic fields: a holistic approach / P. Rajendra R.B.Sashidhar, C.Subramanyam [и др.] / Proceedings of 14th ISH, Beijing, August 25-29, 2005. – [Электронный ресурс]. – Paper A – 33. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 43 Степанов, И.М. Методика расчёта токов, индуктированных в теле человека при воздействии магнитного поля, инициируемого воздушными линиями высокого напряжения / И.М. Степанов, К.П. Кадомская // Научный вестник НГТУ. – 2007. – № 4 (29). – С. 133 – 142.
- 44 СанПиН 2.2.4.1191-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. – М.: Министерство здравоохранения РФ, постановление № 10 от 19.02.2003.
- 45 Göcsei, G. Health Effects of Magnetic Fields During Live-Line Maintenance / G.Göcsei, B. Németh, I. Kiss, I. Berta / Proceedings of 11th International Conference on Live Maintenance, ICOLIM 2014, 21–23 May 2014, Budapest, Hungary. – [Электронный ресурс]. – Paper 03 – 235. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 46 А.Ф. Дьяков. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике /А.Ф. Дьяков, Б.К. Максимов, А.Ю. Токарский [и др.]; под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 768 с.
- 47 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок /Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 г., № 328н. – СПб.: ООО «ЛИТПРИНТ», 2014. – 120 с.
- 48 Hutzler, B. Strength of external insulation during live line maintenance and repair work with special reference to transient overvoltage / B. Hutzler / Proc. of 32th CIGRE Session, Paris, 1988. – Report WG 33-07-02.
- 49 Hutzler, B. Some properties of air gaps containing additional floating electrodes / B. Hutzler, P. Sireau / Proc. of 4th ISH, ATHENS, 1983. – Paper 44.06.

- 50 Dales, S.J. Breakdown in spark gaps containing an insulated body / S.J. Dales / Proc. of 4th Int. Conf. on gas discharges, SWANSEA, 1976. – P. 295 – 298.
- 51 Hutzler, B. Switching Impulse Strength of air gaps containing a metallic body at floating potential / B. Hutzler / Proc. of 5th ISH, BRAUNSCHWEIG, August, 1987. – P.242 – 248.
- 52 Jianchao, Zh. Experimental studies on the dielectric strength of air gaps with conductive barriers / Zh. Jianchao, W. Oifa / Proc. of 5th ISH, BRAUNSCHWEIG, August, 1987. – 249 – 252.
- 53 Rizk, F.A.M. Effect of conducting object on critical switching impulse breakdown of long air gaps / F.A.M. Rizk / Proc. of 35th CIGRE Session, Paris, 1994. – Paper 33 – 301.
- 54 Sadurski, K.J. Live line maintenance of EHV and UHV transmission line – factors influencing the dielectric strength at the work site / K.J.Sadurski, C.W. Merwe, Dz. Muftic / Proc. of 35th CIGRE Session, Paris, 1994. – Paper 33 – 304.
- 55 Marrone, G. Investigation on the dielectric strength of damaged insulation strings of HV overhead lines during repair operations by live working / G. Marrone / Proc. of 35th CIGRE Session, Paris, 1994. – Paper 33 – 305.
- 56 Thione, L. Dielectric strength of external insulation systems under live working / L. Thione / Proc of 35th CIGRE Session, Paris, 1994. – Paper 33 – 306.
- 57 Esmeraldo, P.C.V. / P.C.V.Esmeraldo, L.E.N. Dias, J.R.Fonseca / Calculation of minimum safety distances for live-line maintenance. A statistical method applied to 765 kV AC ITAIPU lines // IEEE Trans. on Power Syst. – 1986. – v. PWRD-1, N2. – P. 264 – 270.
- 58 Богданов, О.В. Экспериментальные исследования и разработка средств повышения эффективности и электробезопасности ремонтных работ под напряжением на ВЛ 1150 кВ: дис. ... канд-та техн.наук: 05.14.12 / Богданов Олег Владимирович. – Новосибирск, 1992. – 102 с.
- 59 Коробков, Н.М. Обеспечение безопасности ремонтных работ под напряжением / Н.М. Коробков, А.Г. Овсянников // Техника без опасности. – 2007. – № 2. – С. 6 – 8.

- 60 Батраков, А.М. Обеспечение электробезопасности ремонтных работ под напряжением на линиях электропередачи сверхвысокого напряжения / А.М. Батраков, Н.М. Коробков, А.Г. Овсянников / Линии электропередачи – 2006: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: сб. докладов Второй Российской науч.-практ. конф.; под ред. Ю.Р. Гунгера, Ю.А. Лаврова. – Новосибирск, 2006. – С. 255 – 267.
- 61 Korobkov, N.M. Russian Live-Line Works and its Safety / N.M. Korobkov, A.M. Batrakov, A.G. Ovsyannikov / Proc. of International Symposium on EHV Technology, Seoul, May 24-26, 2006. – Seoul, 2006. – С. 24 – 28.
- 62 IEC Method of Calculation of Minimum Approach Distances for Live Working // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2000 – V. 15. – № 2. – P. 873 – 912.
- 63 IEC 61472 Ed.3: Live working – minimum approach distances for AC systems in the voltage range 72,5 kV to 800 kV – a method of calculation. – Geneva, IEC Central Office, 2012. – 51 p.
- 64 IEEE Standard 516-1995 IEEE Guide for Maintenance Methods on Energized Power Lines. – New York, IEEE, USA, 1995. – 73 p.
- 65 Александров Г.Н. Сверхвысокие напряжения / Г.Н. Александров. – Л.: Энергия, 1973. – 176 с.
- 66 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-ое изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК Минтоэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 67 Музилева, М. Защита реактора – защита от реактора / М. Музилева // Химия и жизнь. – 1980. – № 8. – С. 15 – 19.
- 68 Что наша жизнь? // Аргументы и факты, 1990. – № 20.
- 69 Справочник по электроустановкам высокого напряжения; под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
- 70 Бочаров, Ю. Композитные опоры. Перспективы применения для ВЛ 110-750 кВ / Ю. Бочаров, В. Жук // Новости ЭлектроТехники» 1(73), 2012. – С. 22 – 25.

- 71 Семенко, О.В. Опоры с изолирующей головкой (ИГ-опоры) на базе стеклопластиковых модулей RStandart™ / Семенко О.В., Шевченко С.Н. / Линии электропередачи – 2012: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: сб. докл. пятой Российской науч.-практ. конф.; под ред. Ю.Р. Гунгера, Ю.А. Лаврова. – Новосибирск, 2012. – С. 132 – 142.
- 72 Власов, В.В. Опыт разработки, изготовления и проведения испытаний лёгких одноцепных и двухцепных промежуточных опор из композиционных материалов для высоковольтных линий напряжением 110 – 220 кВ для проведения аварийно-восстановительных работ и применения в труднодоступной местности /В.В. Власов, В.М. Сухар / Линии электропередачи – 2012: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: сб. докладов Пятой Российской науч.-практ. конф.; под ред. Ю.Р. Гунгера, Ю.А. Лаврова. – Новосибирск, 2012. – С. 149 – 158.
- 73 Electrical Performance of a Portable Protective Gap (PPG) in a Compact 550-kV Tower”, EPRI Final Report, TR-103860 (1994). – 32 с.
- 74 Portable Air Gaps. Guide for determination of adjustment and general constructive arrangement. Draft // IEC, TC № 78, D11 – 05. Geneva: IEC WG2 (Secretary), May, 1990. – 24 с.
- 75 Коробков, Н.М. Разработка защитных искровых промежутков для обеспечения безопасности ремонтных работ под напряжением на ВЛ 220 – 750 кВ / Н.М. Коробков, А.Г. Овсянников / Линии электропередачи – 2006: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: сб. докладов Второй Российской науч.-практ. конф.; под ред. Ю.Р. Гунгера, Ю.А. Лаврова. – Новосибирск, 2006. – С. 268 – 272.
- 76 Мик, Д. Электрический пробой в газах. Пер. с англ. Под ред. В.С. Комелькова / Д Мик, Д. Крэгс. – М.: ИЛ.,1960. – 578 с.
- 77 Корявин, А. Р. Физические и инженерные основы создания внешней изоляции электрооборудования сверхвысокого и ультравысокого напряжения : ав-

- тореферат дис. ... доктора технических наук : 05.14.12 / Всерос. электротех-
 нический ин-т им. В. И. Ленина.- Москва, 2000.- 40 с.
- 78 Базелян, Э.М. Искровой разряд / Э. М. Базелян, Ю.П. Райзер. – М.: Изда-
 тельство МФТИ, 1997. – 320 с.
- 79 Байков, А.П. Развитие лидера в воздушных промежутках большой длины /
 А.П. Байков, О.В. Богданов, А.С. Гайворонский [и др.] // Электричество. –
 1988. – № 9. – С. 60 – 64.
- 80 Ивановский, А.Л. Оптимизация основных элементов ВЛ при работе над про-
 ектом линии электропередачи 1150 кВ /А.Л. Ивановский /Труды междуна-
 родной н.-т. конференции «Передача энергии переменным током на дальние
 и сверхдальние расстояния, 15-19 сентября, 2003, Новосибирск, Россия. Но-
 vosibirsk: СибНИИЭ, 2003. – Том 1. – С.198 – 209.
- 81 Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г.Н.
 Александров, В.В. Ершевич, С.В. Крылов [и др.]; Под ред. Г.Н. Александрова
 и Л.Л. Петерсона. – Л.:Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
- 82 Bogdanov, O.V. Dielectric strength of external insulation and air gaps under live
 line working / O.V. Bogdanov, V.A.Goltsov, A.G. Ovsyannikov [и др.] / Proc. 35th
 CIGRE Session, Paris, 1994. – Paper 33 – 303.
- 83 “Les Renardieres Group”. Positive discharges in long air gaps at Les Renardieres //
 Electra. – 1977. – No 53. – P.31 – 153.
- 84 Gallet ,G. Switching impulse results obtained on the outdoor testing area at Re-
 nardieres // IEEE Trans. On PAS, PAS – 95. – 1976. – No2. – pp. 968 – 974.
- 85 Иоссель, Ю.Я. Расчёт электрической ёмкости / Ю.Я. Иоссель, Э.С. Кочанов,
 М.Г. Струнский. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 288 с.
- 86 Казакова, С.А. Характеристики перенапряжений при коротких замыканиях и
 повторных включениях ВЛ 220 и 500 кВ / С.А. Казакова, Д.А. Романьков,
 Е.Н. Фролкин / Сб. докладов 7-го семинара Общественного Совета специали-
 стов Сибири и Дальнего Востока по диагностике электрических установок,
 Хабаровск, апрель 2012. – Новосибирск: СибПринт. – 2012. – С. 203 – 210.

- 87 Казакова, С.А. Характеристики перенапряжений при коротких замыканиях и повторных включениях ВЛ 220 и 500 кВ / С.А. Казакова, Д.А. Романьков, Е.Н. Фролкин // Линии электропередачи 2012: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: материалы пятой Российской науч.-практ. конф. с междунар. участ., Новосибирск, 11-13 сентября 2012 г. – Новосибирск: ЭЛСИ. – 2012. – С. 203 – 210.
- 88 Казакова, С.А. Расчёт напряжения перекрытия изоляционных промежутков в зоне ремонтных работ под напряжением/ С.А Казакова, А.Г. Овсянников // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 1 – 2. – С. 334 – 338.
- 89 Александров, Г.Н. Исследования влияния конструкции провода на электрическую прочность воздушного промежутка между проводом и землёй / Г.Н. Александров, Г.В. Подпоркин // Электричество. – 1977. – № 3. – С. 38 – 42.
- 90 Александров, Г.Н. Электрическая прочность воздушной изоляции подстанций при коммутационных перенапряжениях / Г.Н. Александров, Ю.А. Герасимов // Электричество. – 1979. – №1. – С. 36 – 41.
- 91 Ovsyannikov, A. An influence of far thunderstorm on live working safety / A. Ovsyannikov, E. Frolkin // 17th International Symposium on High Voltage Engineering, Hannover, 22-26 August, 2011. – [Электронный ресурс].– Paper G – 019. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM). – Book of abstracts. – P. 472.
- 92 Качесов, В.Е. Резонансные перенапряжения в неполнофазных режимах в поперечно компенсированных ЛЭП СВН / В.Е. Качесов, Д.В. Качесов // Электротехника. – 2012. – № 3. – С. 44 – 50.
- 93 Программа МАЭС для численного моделирования сложных электроэнергетических схем. Руководство пользователя. – [Электронный ресурс]. – Новосибирск, СибНИИЭ, 2006. – Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610081. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 94 Казакова, С.А. Защита зоны ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения / С.А Казакова, Т.Т.

- Каверзнева, А.Г. Овсянников // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 3. – С. 65 – 71.
- 95 Макаров, В.М. Удельные параметры линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений. Обзорная информация / В.М. Макаров, Ю.И. Лысков, М.И. Хорошев, Т.Н. Бобровская. – М.: Информэнерго. – Серия 4. Электрические сети и системы. Выпуск 2. – 1987. – 48 с.
- 96 Казакова, С.А. Применение ОПН для обеспечения безопасности работ под напряжением / Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды международной н.-тех.конф.: сборник статей. В 3 т. – Самара: СамГТУ, 2011. – Том 3. – С. 41 – 45.
- 97 Казакова, С.А. Характеристики подвесных ограничителей перенапряжений для обеспечения безопасности ремонтных работ под напряжением на ВЛ 220, 330 и 500 кВ / С.А. Казакова, Е.Н. Фролкин / Сб. докладов 7-го семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Дальнего Востока по диагностике электрических установок, Хабаровск, апрель 2012. – С. 159 – 164.
- 98 Казакова, С.А. Характеристики подвесных ограничителей перенапряжений для обеспечения безопасности ремонтных работ под напряжением на ВЛ 220, 330 и 500 кВ / С.А. Казакова, Е.Н. Фролкин /Линии электропередачи 2012: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: материалы пятой Российской науч.-практ. конф., Новосибирск, 11-13 сентября 2012 г. – Новосибирск. – 2012. – С. 159 – 164.
- 99 Kazakova, S. The Use of Line Surge Arresters to Provide Safety of Live Working / S. Kazakova / Proc. of 18th ISH, Seoul, 25-30 August 2013. – [Электронный ресурс]. – Paper OG 2 – 02. – С. 2236 – 2238. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM) / Book of abstracts. – С. 498.
- 100 Li, X. Research and Development of a Gapless Metal Oxide Surge Arresters for 500 kV AC Transmission Lines / X. Li / Proc. of the 38th CIGRE Session, Paris, 2000. – [Электронный ресурс]. – Paper 33 – 101. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).

- 101 Shirakawa, S. A consideration of application number of surge arresters for 66 – 500 kV power systems in Japan / S. Shirakawa, T. Kobayashi, H. Tanae [и др.] / Proc. of the 14th ISH, Beijing, China, August 25-29, 2005. – [Электронный ресурс]. – Paper B – 52. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 102 Kwak, J. A Countermeasure of Simultaneous Double Circuit Trip of 154 kV Transmission Line by Lightning Current / J. Kwak, Y. Kang, D. Kweon, E. Shim, J. Kim / Proc. of the 14th ISH, Beijing, China, August 25-29, 2005. – [Электронный ресурс]. – Paper B – 27. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 103 Данилов, Г.А. Подвесные ОПН как средство повышения надёжности работы воздушных линий электропередач (опыт применения) / Г.А. Данилов, А.С. Зубков, В.М. Сухар [и др.] // Энерго-Info, № 11, 2008. – С. 56 – 61.
- 104 Гайворонский, А.С. Линейные разрядники – радикальное средство грозозащиты ВЛ / А.С. Гайворонский // Новости электротехники. – 2006. – № 2. – С. 24 – 27.
- 105 Гайворонский, А.С. Опыт проектирования молниезащиты ВЛ 110 кВ в районах с интенсивной грозовой деятельностью и повышенной опасностью образования гололёда / А.С. Гайворонский, А.П. Заболотников, С.В. Котов / Линии электропередачи – 2012: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: сб. докладов Пятой Российской науч.-практ. конф.; под ред. Ю.Р. Гунгера, Ю.А. Лаврова. – Новосибирск, 2012. – С. 80 – 87.
- 106 Теория электрических аппаратов: Учебник для вузов по спец. «Электрические аппараты» / Г.Н. Александров, В.В. Борисов, В.Л. Иванов [и др.]; под ред. Г.Н. Александрова. – М.: Высшая шк., 1985. – 312 с.
- 107 Беляков, В.И. Таблицы эллиптических интегралов / В.И. Беляков, Р.И. Кравцова, М.Г. Рапопорт. – М.: Изд-во АН СССР, Т.1, 1962. Т.2, 1963.
- 108 ГОСТ 1516.2-97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1998. – 53 с.

- 109 Гайворонский, А.С. Технологии грозозащиты ВЛ высших классов напряжения на основе применения линейных ОПН и разрядников с внешним искровым промежутком / А.С. Гайворонский, А.П. Заболотников // Известия РАН. Энергетика. – 2015. – № 3. – С. 103 – 117.
- 110 ОПН для защиты изоляции линий ОПН – Л [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://fenix88.com/products/productsall/opn_l/ (Дата обращения: 11.07.2016).
- 111 Казакова, С.А. Использование линейных разрядников для обеспечения безопасности при проведении работ под напряжением / Сб. науч. трудов I междунар. науч. конф. молодых учёных "Электротехника. Энергетика. Машиностроение". – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2014. – Ч. 2. – С. 145 – 148.
- 112 Kazakova, S.A. The Use of Line Surge Arresters to Provide Safety of Live Working // Applied Mechanics and Materials, Vol. 698 (Dec. 2014). – pp. 738-742.
- 113 Bertalan, Zs. Technical Economic Feasibility Study on Live Line Maintenance on Hungarian Transmission Network / Zs. Bertalan, J. Kiss, Z.B. Tamus / Proceedings of 11th International Conference on Live Maintenance, ICOLIM 2014, 21–23 May 2014, Budapest, Hungary. – [Электронный ресурс]. – Paper 24 – 380. – 1 электрон, опт. диск (CD-ROM).
- 114 Ценовые показатели. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://br.soups.ru/Public/MainPageData/BR/IndicatorBR.aspx> (Дата обращения: 18.06.2015).
- 115 Казакова, С.А. Эффективность производства ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи / С.А Казакова // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2015. – № 2. – С. 71 – 73.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Вклад соискателя в публикации

Из одиннадцати научных публикаций, представленных соискателем Казаковой С.А., пять подготовлены единолично. В библиографическом списке литературы к диссертации они обозначены номерами [96], [99], [111], [112] и [115].

Шесть научных публикаций подготовлены соискателем в соавторстве. Конкретный вклад соискателя в эти работы состоит в следующем.

В [86] соискателем Казаковой С.А. проведены расчёты амплитуды (кратности) коммутационных перенапряжений на воздушных линиях электропередачи классов напряжения 220 и 500 кВ. Кроме того, в результате серии расчётов определено статистическое распределение длительности фронтов этих перенапряжений. Вклад соискателя составляет около 40 %.

В [87] соискателем Казаковой С.А. проведены расчёты амплитуды (кратности) коммутационных перенапряжений на воздушных линиях 220 и 500 кВ при их ограничении защитными аппаратами типа ОПН-ПРН. Вклад соискателя составляет около 50 %.

В [88] соискателем выполнено сравнение расчётных (по двум методикам) и экспериментальных данных по электрической прочности воздушных промежутков зоны работ под напряжением, при воздействии коммутационных перенапряжений с различной длительностью фронта. Предложено учитывать новые корректирующие коэффициенты, учитывающие влияние соседних фазных проводов и элементов конструкции опор на электрическую прочность указанных изоляционных промежутков. Вклад соискателя составляет около 60 %.

В [94] применён системный подход к проблеме безопасности верховых электромонтеров в процессе ремонтных работ под напряжением при воздействии случайных коммутационных перенапряжений. Вклад соискателя составляет около 50 %.

В [97] соискателю принадлежит часть разработанной программы высоковольтных испытаний защитных аппаратов для обеспечения безопасности работ под напряжением ОПН-ПРН. Вклад соискателя составляет около 50 %.

В [98] представил результаты анализа результатов высоковольтных испытаний защитных аппаратов. Вклад соискателя составляет 50 %.

Приложение Б

Акт о внедрении научных положений и выводов диссертации (копия)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора – главный инженер филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - «Западно-Сибирское ПМЭС».



В.Л. Лукиных

АКТ

внедрения результатов исследований Казаковой Светланы Алексеевны на тему «Исследование коммутационных перенапряжений и разработка защитных аппаратов для ремонтных работ под напряжением»

г. Барнаул

01 марта 2017 г.

Настоящим актом подтверждаем, что материалы диссертации Казаковой Светланы Алексеевны, представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук, переданы специалистам службы высоковольтных линий электропередачи и планово-экономической службы предприятия.

После обсуждения выводов и рекомендаций работы, специалисты пришли к выводу о том, что использование защитных аппаратов ОПН-ПРН 220 и 500 кВ повысит безопасность ремонтного персонала при выполнении работ под напряжением.

Ожидаемый экономический эффект на объектах МЭС Сибири составит 420 тыс. руб. в год. Расчётный срок окупаемости капитальных вложений при внедрении составляет 1,75 года.

Приложение В

Протокол высоковольтных испытаний опытных образцов защитных аппаратов

(копия)

ИЦ высоковольтного электрооборудования Федерального государственного унитарного предприятия "Всероссийский электротехнический институт имени В.И.Ленина" (ИЦ ФГУП ВЭИ)		Аттестат аккредитации № РОСС.RU.0001.21МВ07								
Адрес: 111250, Россия, г. Москва, Красноказарменная ул., 12										
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;">  <div style="text-align: right;"> <p>УТВЕРЖДАЮ</p> <p>Директор ИЦ ФГУП ВЭИ</p> <p>М.П.  Г.Г. Лаврентьев</p> <p>подпись</p> </div> </div>										
<h2 style="margin: 0;">ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ</h2> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin: 0;"> № 3100-080-2010 </div>										
<i>Объект испытаний:</i>	Защитные аппараты типа ОПН-ПРН-220, ОПН-ПРН-330, ОПН-ПРН-500 кВ									
<i>Заказчик на проведение испытаний:</i>	ЗАО «ФЕНИКС-88»									
<i>Изготовитель продукции:</i>	ЗАО «ФЕНИКС-88»									
<i>Вид испытаний, документ, на соответствие которому проводились испытания:</i>	Определение среднего разрядного напряжения при воздействии напряжения промышленной частоты и 50%-ного разрядного напряжения при коммутационном импульсе 2230/3600 мкс положительной полярности в соответствии с программой заказчика									
<i>Место проведения испытаний:</i>	ИЦ ФГУП ВЭИ, г. Москва									
<i>Дата проведения испытаний:</i>	Сентябрь 2010 г.									
<i>Протокол содержит:</i>	<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Объект испытаний</td> <td style="padding: 2px;">2 стр.</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Цель и программа испытаний</td> <td style="padding: 2px;">5 стр.</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Результаты испытаний</td> <td style="padding: 2px;">8 стр.</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">ВСЕГО ЛИСТОВ:</td> <td style="padding: 2px;">13</td> </tr> </table>		Объект испытаний	2 стр.	Цель и программа испытаний	5 стр.	Результаты испытаний	8 стр.	ВСЕГО ЛИСТОВ:	13
Объект испытаний	2 стр.									
Цель и программа испытаний	5 стр.									
Результаты испытаний	8 стр.									
ВСЕГО ЛИСТОВ:	13									
Заключение:	Определены средние разрядные напряжения при напряжении промышленной частоты и 50%-ные разрядные напряжения при коммутационном импульсе 2230/3600 мкс для защитных аппаратов типа ОПН-ПРН-220, ОПН-ПРН-330, ОПН-ПРН-500 кВ									
Дата подписания протокола - :сентябрь 2010 г.										
Начальник отдела		В.З. Трифонов								
Начальник сектора		А.Р. Корявин								
Запрещается передача и частичная передача протокола без разрешения испытательного центра (лаборатории) Протокол касается образца, подвергнутого испытанию										

1 ОБЪЕКТЫ ИСПЫТАНИЙ

Испытывались защитные аппараты типа ОПН-ПРН-220, ОПН-ПРН-330, ОПН-ПРН-500 кВ, изготовленные ЗАО «ФЕНИКС-88». Межэлектродные расстояния воздушных промежутков выбирались таким образом, чтобы обеспечить среднее разрядное напряжение при напряжении промышленной частоты не менее 191 кВ для ОПН-ПРН-220, не менее 276 кВ для ОПН-ПРН-330, и 396 кВ для ОПН-ПРН-500 кВ. Соответственно они составили 53,7 см, 71,5 см и 94 см. Провода объектов располагались не менее, чем в 11 метрах от поверхности земли.

При испытаниях напряжением промышленной частоты для всех трех объектов ОПН закорачивались и заземлялись.

Фотографии защитных аппаратов при испытаниях приведены на рис. 1.1–1.3.



а) испытания напряжением промышленной частоты. Вид воздушного промежутка



б) испытания напряжением коммутационного импульса. Общий вид объекта испытаний

Рисунок 1.1
Фотографии защитного аппарата ОПН–ПРН 220 кВ во время испытаний



а) испытания напряжением промышленной частоты. Общий вид объекта испытаний



б) испытания напряжением промышленной частоты. Вид воздушного промежутка



в) испытания напряжением коммутационного импульса. Общий вид объекта испытаний



г) испытания напряжением коммутационного импульса. Вид воздушного промежутка

Рисунок 1.2
Фотографии защитного аппарата ОПН-ПРН 330 кВ во время испытаний



а) испытания напряжением промышленной частоты. Общий вид объекта испытаний



б) испытания напряжением промышленной частоты. Вид воздушного промежутка



в) испытания напряжением коммутационного импульса. Общий вид объекта испытаний



г) испытания напряжением коммутационного импульса. Вид воздушного промежутка

Рисунок 1.3
Фотографии защитного аппарата ОПН–ПРН 500 кВ во время испытаний

Испытательный центр высоковольтного электрооборудования ФГУП ВЭИ	Протокол испытаний № 3100 - 080 - 2010	Стр.5/13
--	--	----------

2 ЦЕЛЬ И ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ

Цель испытаний – Определение среднего разрядного напряжения при воздействии напряжения промышленной частоты и 50%-ного разрядного напряжения при коммутационном импульсе 2230/3600 мкс положительной полярности для защитных аппаратов типа ОПН-ПРН-220, ОПН-ПРН-330, ОПН-ПРН-500 кВ.

3 МЕТОДИКА И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

Испытания защитных аппаратов типа ОПН-ПРН-220, ОПН-ПРН-330, ОПН-ПРН-500 кВ проводились в соответствии с требованиями заказчика. Расстояния между экранами аппаратов были установлены: 53,7 см для ОПН-ПРН-220, 71,5 см для ОПН-ПРН-330, и 94 см для ОПН-ПРН-500 кВ.

При испытаниях напряжением промышленной частоты для всех трех объектов ОПН закорачивались.

При испытаниях напряжением промышленной частоты средние разрядные напряжения и среднеквадратические отклонения для каждого из объектов определялись по 10 приложениям напряжения при плавном подъеме напряжения промышленной частоты. При определении 50%-ных разрядных напряжений при униполярном колебательном коммутационном импульсе положительной полярности 2230/3600 мкс использовался ступенчатый метод, при котором вероятность разряда определялась не менее чем для трех точек. Количество приложенных импульсов на каждую точку было не менее 20. Наряду с 50%-ными разрядными напряжениями определялось стандартное отклонение. Помимо импульсов положительной полярности к объектам испытаний прикладывались по 10 импульсов отрицательной полярности, амплитуда которых была близка к 100% вероятности разряда при импульсах положительной полярности.

Атмосферные условия при испытаниях изменялись в следующих пределах:

атмосферное давление – 737 - 755,5 мм рт. ст.,
температура - $t = +17,2 - 18,4^{\circ}\text{C}$,
абсолютная влажность воздуха – 7,2 – 9,9 г/м³.

Испытательный центр высоковольтного электрооборудования ФГУП ВЭИ	Протокол испытаний № 3100 - 080 - 2010	Стр.6/13
--	--	----------

4 ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ И ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

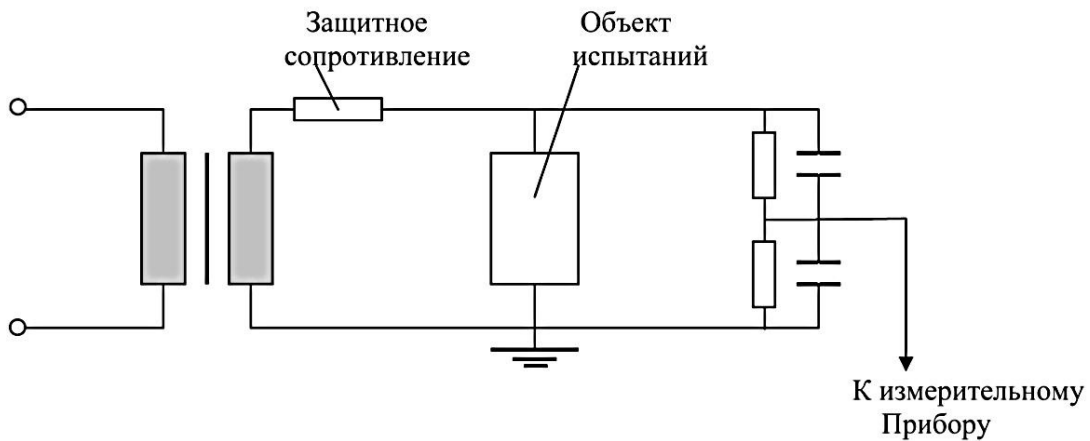
Использованные при испытаниях испытательные и измерительные средства приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

№ п.	Наименование	Заводской №	Предел, класс точности	№ документа проверки, срок действия
1	Установка каскадная испытательных трансформаторов ИОМК-2250 кВ	13904	До 2250 кВ	Аттестат №03-10/3100 до 09.04.2015 г.
2	Универсальный емкостно-омический делитель напряжения УДН-3,5	047575 (инвентарный)	До 3,5 МВ 3%	Свид. о поверке №206.1-3393-10 до 02.06.2012 г.
3	Цифровая импульсная измерительная система TR-AS 100-12/2	055287 (инвентарный)	1%	Сертификат о калибровке №206.1-25-10 до 02.06.2012 г.
4	Осциллограф цифровой запоминающий АСК-3116	2372581	1,0%	Протокол №104 1 год до 22.04.2011 г.
5	Психрометр аспирационный МВ-4М	3006	$\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ 10-100%	Свид. о поверке № 0117270 до 16.11.2010 г.
6	Барометр aneroid	44158	$\pm 0,5$ мм рт. ст. 600-800 мм рт. ст.	Свид. о поверке № 0178894 до 02.11.2010 г.

4.1 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ОБ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ СХЕМАХ

4.1.1 Схема для испытания напряжением промышленной частоты



Испытательный трансформатор
 Наибольшее выходное напряжение
 Мощность
 Напряжение короткого замыкания
 Частота
 Защитное сопротивление
 Делитель напряжения
 Измерительный прибор

Установка каскадная испытательных
 трансформаторов ИОМК 3x750/2250кВ
 2250 кВ
 2250 кВА
 19,5%
 50 Гц
 20 кОм
 Универсальный емкостно-омический
 демпфированный делитель напряжения
 УДН-3,5 МВ; $K_{д1} = 2000$, $K_{д2} = 4000$
 Цифровой вольтметр МУ-9

5 РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

5.1 Результаты испытаний ОПН ПРН - 220

5.1.1 Испытания напряжением промышленной частоты

Конструкция ОПН ПРН – 220 во время испытаний приведена на рис.1.1а.

Среднее значение разрядных напряжений U_{cp} составило 235 кВ, среднеквадратическое отклонение δ – менее 1%.

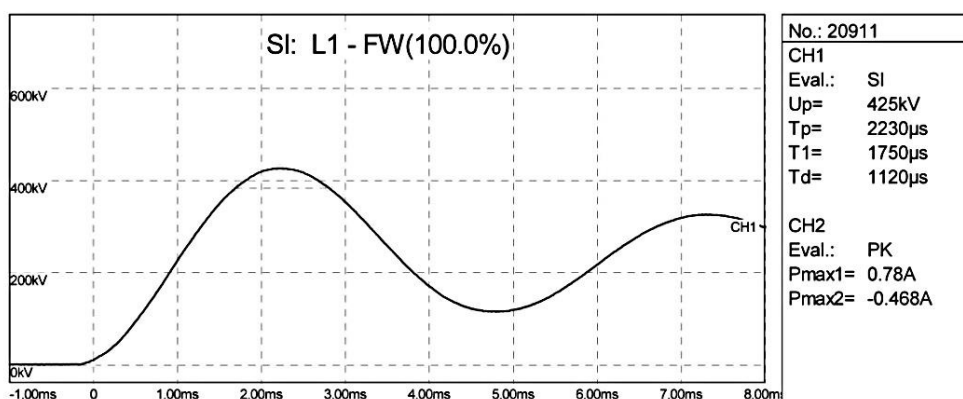
5.1.2 Испытания коммутационными импульсами положительной полярности

Конструкция ОПН ПРН – 220 во время испытаний приведена на рис.1.1б.

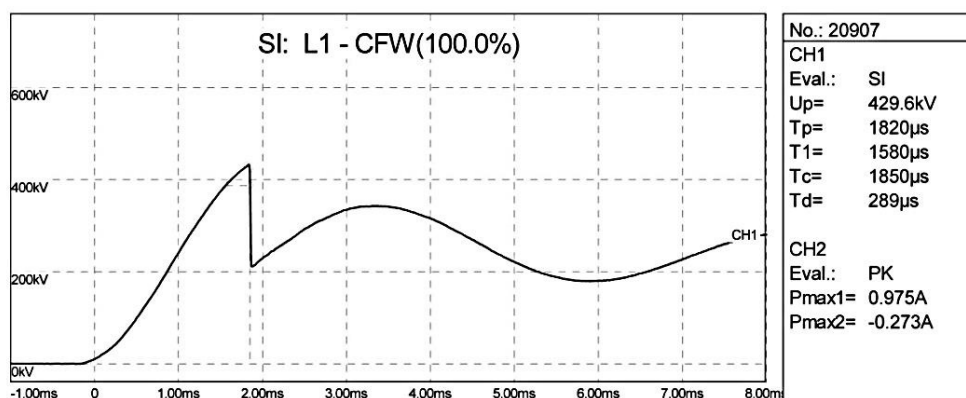
Характерные осциллограммы напряжения при испытаниях ОПН ПРН – 220 коммутационными импульсами положительной полярности представлены на рис.5.1.1.

50%-ное разрядное напряжение при коммутационном импульсе положительной полярности U_{50} составило 435 кВ, стандартное отклонение σ – 2,8%.

Выдерживаемое напряжение при отрицательной полярности не менее 455 кВ.



а) – при отсутствии пробоя промежутка



б) – при пробое промежутка

Рис. 5.1.1

Характерные осциллограммы напряжения, полученные при испытании ОПН ПРН–220кВ коммутационным импульсом положительной полярности

5.2 Результаты испытаний ОПН ПРН – 330 кВ

5.2.1 Испытания напряжением промышленной частоты

Конструкция ОПН ПРН – 330 во время испытаний приведена на рис.1.2а, 1.2б.

Среднее значение разрядных напряжений U_{cp} составило 288 кВ, среднеквадратическое отклонение δ – 1,8%.

5.2.2 Испытания коммутационными импульсами положительной полярности

Конструкция ОПН ПРН–330 во время испытаний приведена на рис.1.2в, 1.2г.

Характерные осциллограммы напряжения при испытаниях ОПН ПРН–330 коммутационными импульсами положительной полярности представлены на рис.5.2.1 и 5.2.2.

50%-ное разрядное напряжение при коммутационном импульсе положительной полярности U_{50} составило 655 кВ, стандартное отклонение σ – 3,44%.

Выдерживаемое напряжение при отрицательной полярности не менее 695 кВ.

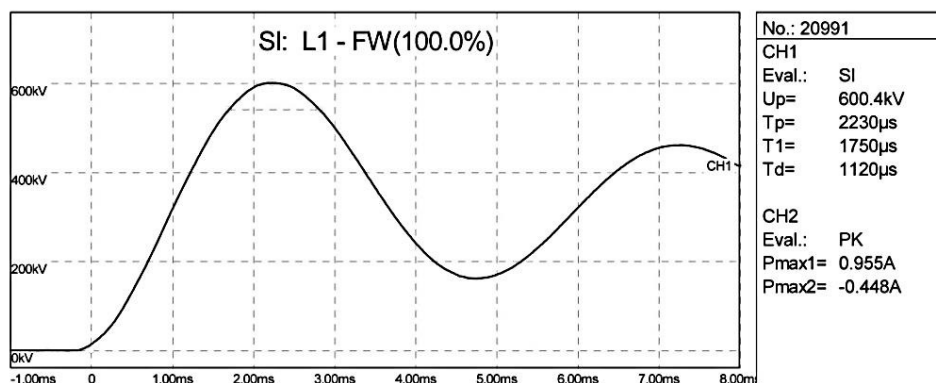
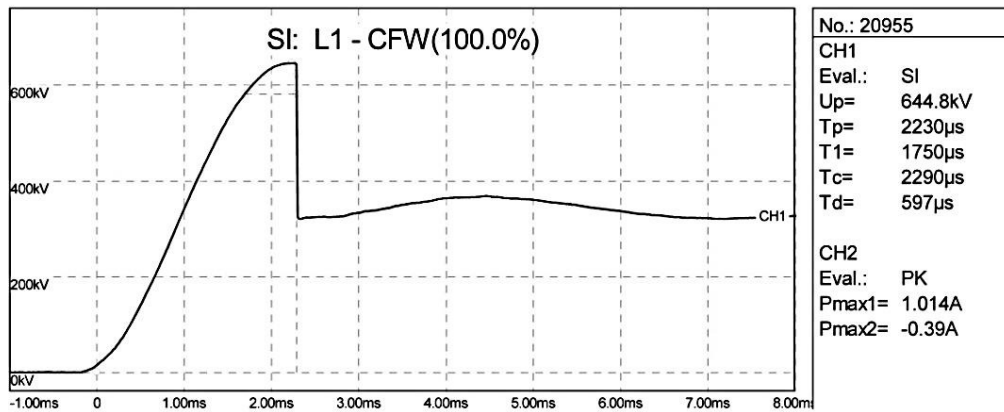
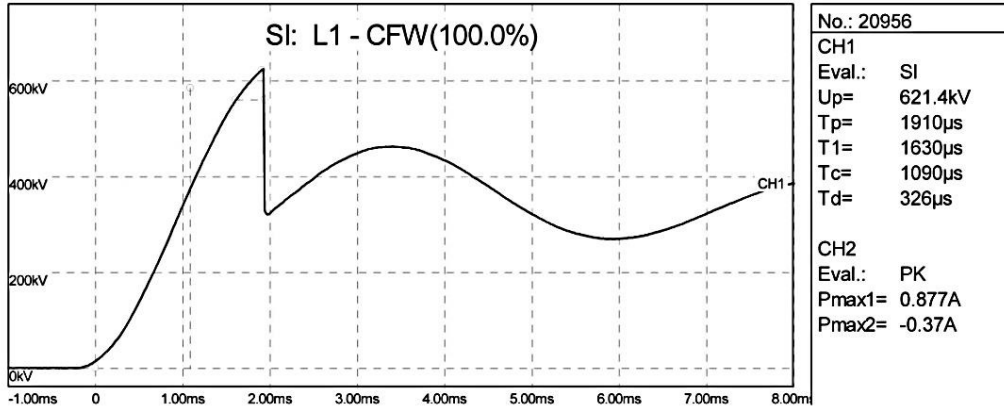


Рис. 5.2.1

Характерная осциллограмма напряжения, полученная при испытании ОПН ПРН–330кВ коммутационным импульсом положительной полярности (при отсутствии пробоя промежутка)



б) – при пробое промежутка

Рис. 5.2.2

Характерные осциллограммы напряжения, полученные при испытании ОПН ПРН–330кВ коммутационным импульсом положительной полярности (при пробое промежутка)

5.3 Результаты испытаний ОПН ПРН -500 кВ

5.3.1 Испытания напряжением промышленной частоты

Конструкция ОПН ПРН – 500 во время испытаний приведена на рис.1.3а, 1.3б. Среднее значение разрядных напряжений U_{cp} составило 398 кВ, среднеквадратическое отклонение δ – 3,5%

5.3.2 Испытания коммутационными импульсами положительной полярности

Конструкция ОПН ПРН–500 во время испытаний приведена на рис.1.3 в, 1.3г.

Характерные осциллограммы напряжений при испытаниях ОПН ПРН–500 коммутационными импульсами положительной полярности представлены на рис.5.3.1 и 5.3.2.

50%-ное разрядное напряжение при коммутационном импульсе положительной полярности U_{50} составило 870 кВ, стандартное отклонение σ – 4,0%. Выдерживаемое напряжение при отрицательной полярности не менее 920 кВ.

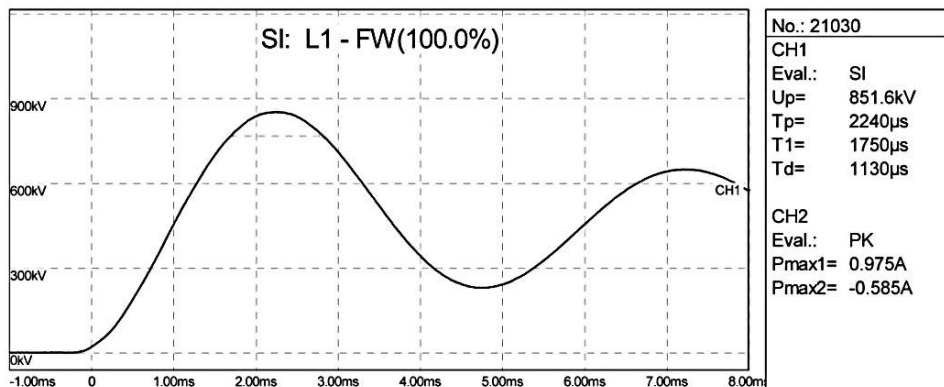


Рис. 5.3.1

Характерная осциллограмма напряжения, полученная при испытании ОПН ПРН–500 кВ коммутационным импульсом положительной полярности (при отсутствии пробоя промежутка)

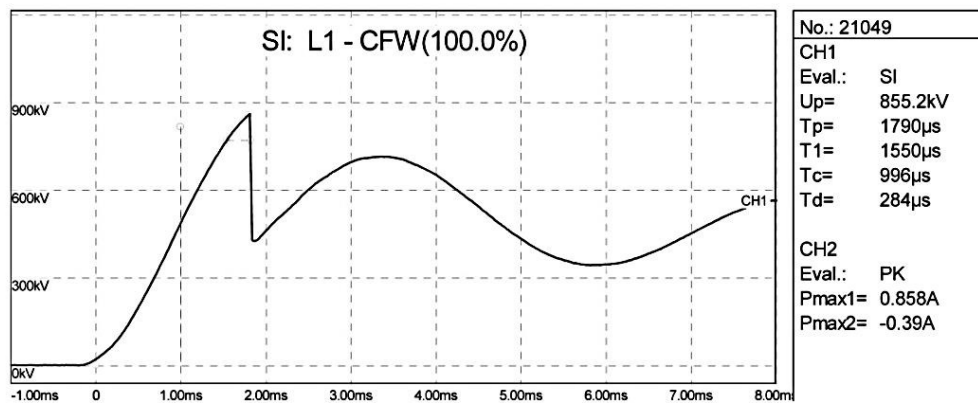
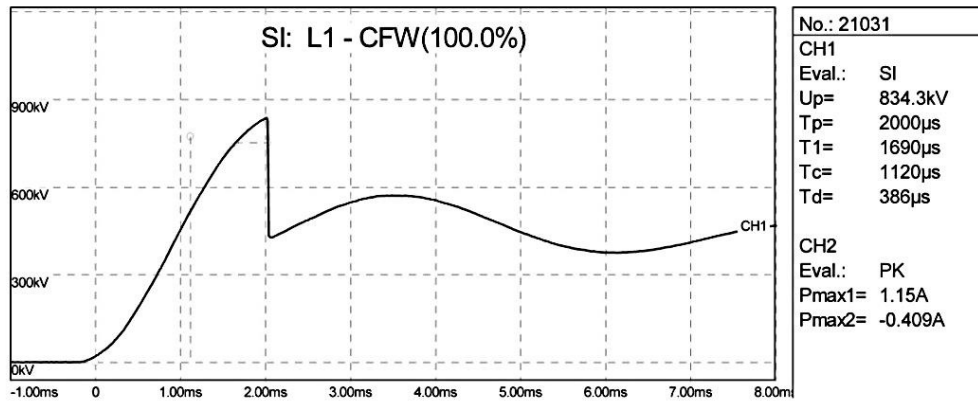


Рис. 5.3.2

Характерные осциллограммы напряжения, полученные при испытании ОПН ПРН-500 кВ коммутационным импульсом положительной полярности (при пробое промежутка)

Испытательный центр высоковольтного электрооборудования ФГУП ВЭИ	Протокол испытаний № 3100 - 080 - 2010	Стр.13/13
---	---	-----------

6. ВЫВОДЫ

Электрическая прочность воздушных промежутков защитных аппаратов типа ОПН-ПРН при нормальных атмосферных условиях характеризуется следующими данными:

ОПН-ПРН 220 кВ (межэлектродное расстояние - 53,7 см): среднее разрядное напряжение при воздействии напряжения промышленной частоты – 240 кВ, 50%-ное разрядное напряжение при воздействии коммутационных импульсов положительной полярности – 444 кВ.

ОПН-ПРН 330 кВ (межэлектродное расстояние - 71,5 см) среднее разрядное напряжение при воздействии напряжения промышленной частоты – 295 кВ, 50%-ное разрядное напряжение при воздействии коммутационных импульсов положительной полярности – 690 кВ.

ОПН-ПРН 500 кВ (межэлектродное расстояние -94 см) среднее разрядное напряжение при воздействии напряжения промышленной частоты – 408 кВ, 50%-ное разрядное напряжение при воздействии коммутационных импульсов положительной полярности – 871 кВ.

Ведущий научный сотрудник



О.В. Волкова

Инженер



Е.А.Милкин

Приложение Г

Установка защитного аппарата ОПН-ПРН-500 в середине пролёта
ВЛ 500 кВ под напряжением (проект технологической карты)

1 Исполнители				
NN	Наименование	Группа по ЭБ	Условное обозначение	Чел.
1.1.	Ответственный руководитель работ	V	PP	1
1.2.	Верховой электромонтёр (производитель работ)	IV	B1(ПР)	1
1.3.	Низовой электромонтёр	IV III	H1 H2, H3	1 2
2 Оборудование и материалы		3 Машины и механизмы		
Защитный аппарат ОПН-ПРН-500 в комплекте, уложенном в транспортировочных ящиках		Автомашина, оборудованная для перевозки людей, инструментов и приспособлений		
4 Средства защиты, устройства и приспособления				
NN	Наименования	Условные обозначения	Кол. шт.	
4.1	Комплект одежды экранирующей			
4.1.1	– для работ на потенциале «земли»	Эп-3	3	
4.1.2	– для работ на токоведущих частях ВЛ	Эп-4	1	
4.2	Страховочная система		2	
4.3	Каска защитная		5	
4.4	Лестница гибкая изолирующая (с траверсой, оснащённой зацепами за провод), грузоподъёмностью 125 кг, длиной 22 м	ЛГИ	1	
4.5	Канат изолирующий полипропиленовый (D=13 мм) грузоподъёмностью 125 кг, длиной 50 м – для подъёма защитного аппарата, подъёма гибкой лестницы и страховки электромонтёра, страховки защитного аппарата при подъеме на провод	K1, K2, K3	3	
4.6	Шпагат изолирующий (полипропиленовый, разрывная нагрузка не менее 60 кг), длиной 50 м – для подъёма блока с изолирующим канатом	Ш1, Ш2	2	
4.7	Зацеп за провод грузоподъёмностью 250 кг	ЗП1,ЗП2	2	
4.8	Блок подвесной грузоподъёмностью 300 кг	БП1, БП2	2	

4.9	Штанга для переноса потенциала	ШП	1
4.10	Гибкая пружинистая штанга для переноса потенциала на защитный аппарат	ШГ	1
4.11	Штанга переносного заземления ШПЗ-110 кВ	ШП	1
4.12	Якорь		1
4.13	Брезент 2 × 2 м		1
4.14	Бочки для хранения и транспортировки канатов и гибкой лестницы		2
4.15	Инструмент монтерский		4
4.16	Приборы: омметр, термогигрометр, анемометр		1,1,1
4.17	Мегафон, портативные радиостанции		1,3
4.18	Прочее: аптечка, бинокль		1,1
5 Условия производства работ			
5.1	Погодные условия: общие ограничения с учётом местных условий, в том числе, ветер более 10 м/с., дождь, сырость.		
5.2	Отсутствие дефектных элементов в одноцепных поддерживающих изолирующих подвесках, ограничивающих пролёт, в котором организуется ПРН. В каждой цепи многоцепных подвесок, число исправных и не зашунтированных изоляторов должно быть не менее 75 % от общего числа изоляторов в цепи.		
6 Меры безопасности			
6.1	Общие меры безопасности		
6.1.1	При выполнении работ соблюдать требования действующих «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках», «Правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», «Типовой инструкции по работам под напряжением на промежуточных опорах и в пролётах ВЛ напряжением 220 – 750 кВ» и настоящей ТК.		
6.1.2	Работу выполнять по наряду-допуску.		
6.1.3	Работу выполнять под непрерывным надзором и руководством ответственного руководителя работ.		
6.1.4	По прибытию на рабочее место убедиться в соответствии рабочего места указанному в наряде-допуске.		
6.1.5	Запрещается расширение рабочих мест и выполнение работ, не предусмотренных нарядом-допуском.		
6.1.6	При ухудшении погодных условий (при приближении грозы, появлении осадков, гололёда, изморози, тумана или усилении скорости ветра более 10 м/с) ответственный руководитель работ должен прекратить работу и удалить электромонтёра с токоведущих частей.		

6.1.7	При отключении ВЛ, ответственный руководитель работ должен удалить электромонтёра с провода, прекратить работу и связаться с оперативным персоналом.
6.1.8	Запрещается нахождение членов бригады: под приспособлениями, поднимаемыми канатами на провода и под проводами ремонтируемой фазы.
6.1.9	Запрещается перемещение по проводам, имеющим повреждения.
6.1.10	При обнаружении неисправностей в конструктивных элементах ремонтируемой ВЛ, работа должна быть немедленно прекращена. Решение о возобновлении работ принимает ответственный руководитель работ.
6.1.11	Продолжительность пребывания одного и того же электромонтёра в течение рабочего дня "на потенциале провода" не должна превышать 4 часа.
6.2	Применение средств индивидуальной защиты
6.2.1	На рабочем месте все члены бригады должны быть в касках.
6.2.2	При работе на опоре и проводах верховой электромонтёр должен пользоваться страховочной системой.
6.2.3	Электромонтёры, работающие на земле в полёте, должны применять экранирующие комплекты типа Эп-1 или Эп-3, а работающие на токоведущих частях, - экранирующие комплекты типа Эп-4.
6.3	Меры безопасности работе с инструментами и приспособлениями
6.3.1	Перед началом выполнения работ производитель работ должен выполнить осмотр и убедиться в исправности средств защиты, устройств, приспособлений и инструментов.
6.3.2	При обнаружении неисправностей в монтажных и изолирующих устройствах работа должна быть немедленно прекращена. Решение о возобновлении работ принимает ответственный руководитель работ.
6.3.3	При подъёме по лестнице, запрещается переноска в руках инструментов, устройств и приспособлений.
6.4	Специальные меры безопасности
6.4.1	Перед подъёмом на провода убедиться в отсутствии видимых повреждений провода, на который будет устанавливаться гибкая изолирующая лестница и в возможности безопасного производства работ.
6.4.2	При выполнении наброса изолирующего полипропиленового шпагата с грузом на провод, запрещается нахождение членов бригады ближе 30 м от места наброса.
6.4.3	При работе на проводах электромонтёр должен пользоваться страховочной системой.
6.4.4	В процессе выполнения работ расстояние по воздуху от находящихся под потенциалом провода и электромонтёра, а также применяемых им устройств и приспособлений, до находящихся под потенциалом земли элементов опоры,

	электромонтёров, применяемых ими приспособлений, древесно-кустарниковой растительности и прочего, что находится на потенциале земли, должно быть не менее 3,5 м
6.4.5	В процессе выполнения работ длина участка изолирующего полипропиленового каната или гибкой изолирующей лестницы, находящихся под напряжением, должна быть не менее 4,5 м .
6.4.6	Разрешается однократное применение участка изолирующего полипропиленового шпагата, трущегося о провода, при подъёме и навеске на провод зацепа с блоком и канатом. После каждого применения участок шпагата, подвергшийся трению о провод, должен быть вырезан.
6.4.7	При появлении разрядов, пара или дыма на поверхности изолирующих канатов, шпагата или гибкой изолирующей лестницы работа должна быть немедленно прекращена.
6.4.8	Во время подъёма на провод защитного аппарата, члены бригады, находящиеся на земле, должны находиться за пределами опасной зоны - на расстоянии не менее 7 м от проекции опоры (провода), плюс наибольший габарит средств защиты, такелажных и др. приспособлений, находящихся на проводе. При необходимости пребывания электромонтёров на земле в опасной зоне, производитель работ должен приостановить работы на проводе.

7 Последовательность операций

7.1	Подготовительные работы	
7.1.1	Убедиться в соответствии рабочего места тому, которое указано в наряде-допуске.	Допускающий, РР, ПР
7.1.2	Получить разрешение на допуск к работе.	Допускающий, РР, ПР
7.1.3	Проверить соответствие условий работ требуемым.	РР, ПР
7.1.4	Убедиться в отсутствии видимых повреждений элементов и узлов опоры, проводов и, в целом, в возможности безопасного производства работ.	РР, ПР
7.1.5	Проинструктировать бригаду на месте работ, произвести допуск бригады к работе.	РР, ПР, бригада, допускающий
7.1.6	Подготовить рабочую площадку, разложить средства защиты, устройства и приспособления, части защитного аппарата ОПН-ПРН-500; проверить их состояние, работоспособность и сроки испытаний.	РР, ПР, бригада

7.2	Устройство заземления и сборка защитного аппарата ОПН-ПРН-500 на земле (рисунок Г2а)	
7.2.1	Выбрать площадку для размещения заземляющего устройства и защитного аппарата под предполагаемым местом его установки на ремонтируемой фазе линии.	ПР
7.2.2	Очистить площадку от древесно-кустарниковой растительности, при необходимости провести ручную планировку грунта.	Н1, Н2
7.2.3.	Присоединить струбцинным зажимом к металлоконструкциям ближайшей опоры заземляющий проводник П1 и протянуть его к временному ЗУ.	Н1, Н2
7.2.4	Заглубить заземляющие электроды по периметру временного заземляющего устройства, соединить их проводником П2 друг с другом и с заземляющим проводником П1.	Н1, Н2
7.2.5	Проверить комплектность защитного аппарата и бирки со сроками профилактических испытаний каждого элемента.	ПР
7.2.6	Собрать защитный аппарат согласно инструкции по сборке (рисунок Г1б). Полимерный изолятор искрового промежутка и полимерные крышки ОПН после монтажа протереть сухой безворсной салфеткой. На верхнем оконцевателе полимерного изолятора закрепить гибкую пружинистую штангу для переноса потенциала и серьгу.	Н1, Н2
7.2.7	Проверить длину искрового промежутка между электродами.	ПР
7.2.8	Выставить защитный аппарат в рабочее положение. Подсоединить заземляющий спуск к нижнему фланцу нижнего модуля ОПН и присоединить его к заземляющему устройству.	Н1, Н2
7.2.9	На расстоянии 1,5 м от эквипотенциальной площадки забить четыре ограждения. Навесить сетку ограждения на штыри ограждения со стороны площадки ЗУ. На штыри ограждения расположенные на расстоянии 1,5 м контура ЗУ навесить ограждающую ленту и предупреждающие плакаты.	Н3
7.3	Монтаж приспособлений (рисунок Г1,а)	
7.3.1	Под местом производства работ или вблизи места производства работ (где есть возможность выполнить наброс изолирующего шпагата Ш1 на провод) расстелить брезент. Размотать на брезенте изолирующий шпагат Ш1. К концу шпагата Ш1 закрепить груз массой (0.2 – 0.3) кг.	В1, Н1
7.3.2	Выполнить наброс шпагата Ш1 с грузом на провод. Опустить груз на землю.	Н1

7.3.3	Отсоединить груз от шпагата Ш. Закрепить шпагат Ш к зацепу ЗП. Закрепить к зацепу ЗП блок БП1. Заправить в блок БП1 канат К1. Перепустить канат К1 так, чтобы блок БП1 находился на середине каната К1.	Н1, Н2
7.3.4	Шпагатом Ш поднять и установить на провод зацеп ЗП с блоком БП1 и канатом К1. Визуально (в бинокль) убедиться в срабатывании защёлки зацепа ЗП. Закрепить к канату К1 груз (2 – 3) кг.	Н1, В1
7.3.6	Пропустить через проушину траверсы лестницы ЛГИ канат К1. Канатом К1 поднять и установить на провод лестницу ЛГИ. Опустить груз канатом К1 на землю и отцепить его от каната.	Н1, В1
7.4	Подъём электромонтёра к проводу (рисунок Г1б) и спуск с провода	
7.4.1	Подсоединить штангу ШП к комплекту Эп-4. Закрепить канат К1 к привязи страховочной системы.	В1
7.4.2	Электромонтёру В1 подняться по лестнице ЛГИ к проводу. При приближении к траверсе лестницы ЛГИ на расстояние (0.5 – 0.6) м штангой ШП перенести потенциал провода (закрепить штангу ШП на траверсе лестницы ЛГИ) на комплект ЭК. Электромонтёру В1 подняться к проводу и закрепить фал страховочной системы на проводе. Электромонтёру Н3 канатом К1 страховать электромонтёра В1 во время подъёма по лестнице ЛГИ.	В1, Н3
7.4.3	Отсоединить от привязи и опустить на землю конец каната К1.	В1
7.4.4	Закрепить канат К1 к зацепу ЗП2 с блоком БП2. Заправить в блок БП2 канат К2. Перепустить канат К2 так, чтобы блок БП2 находился на середине каната К2.	Н1
7.4.5	Канатом К1 поднять блок БП2 с канатом К2, заправленным в него.	Н1
7.4.6	Закрепить блок БП2 зацепом ЗП2 к проводу.	В1
7.4.7	Электромонтёру В1 отсоединить комплект Эп-4 от провода, перецепить страховочную систему с провода на канат К1 и спуститься по лестнице ЛГИ на землю; при удалении от траверсы лестницы ЛГИ на расстояние (0.6 – 0.8) м снять штангу ШП с траверсы лестницы ЛГИ. Электромонтёру Н3 канатом К1 страховать электромонтёра В1 во время спуска по ЛГИ.	В1, Н3
7.5	Подъём и установка защитного аппарата на проводе (рисунок Г3, а)	
7.5.1	Закрепить нижний конец каната К2 к ушку на верхнем оконцевателе искрового промежутка защитного аппарата ОПН-ПРН-500. Подготовить аппарат к подъёму на провод.	Н1, Н2
7.5.2	Канатом К2 поднять защитный аппарат ОПН-ПРН-500 к проводу, страхуя аппарат от раскачивания канатом К3, привязанным к нижнему фланцу нижнего модуля ОПН.	Н1, Н2

7.5.3	При приближении к проводу с помощью бинокля убедиться в касании провода гибкой пружинистой штангой.	ПР
7.5.4	Закрепить нижний конец каната К2 к якорю.	Н2
7.5.5	На слух убедиться в отсутствии пробоев искрового промежутка защитного аппарата.	ПР
7.6	Электрическое подсоединение защитного аппарата к проводу	
7.6.1	Повтор действий по п.7.4.1.	В1
7.6.2	Повтор действий по п.7.4.2.	В1, Н3
7.6.3	Повтор действий по п.7.4.3.	В1
7.6.4	Канат К1 присоединить к штанге ШП и подать её канатом верховому электромонтёру В1.	Н1
7.6.5	Электромонтёру В1 присоединить провод заземления штанги зажимом к проводу ВЛ, а зажим на её головке к верхнему экрану искрового промежутка защитного аппарата.	
7.6.4	Повтор действий по п.7.4.7.	В1, Н3
7.7	Демонтаж защитного аппарата	
7.7.1	Подъём электромонтёра к проводу. Повтор действий по пп. 7.4.1 – 7.4.3.	
7.7.2	Отсоединение электрической связи с проводом. Проводятся действия по п.7.6 в обратном порядке.	
7.7.3	Спуск электромонтёра В1 на землю. Повтор действий по п.7.4.7	
7.7.4	Спуск защитного аппарата. Проводятся действия по п.7.5 в обратном порядке.	
7.7.5	Подъём электромонтёра к проводу. Повтор действий по пп. 7.4.1 – 7.4.3.	
7.8	Спуск электромонтёра на землю и демонтаж приспособлений	
7.8.1	Канат К1 пропустить через проушину на траверсе лестницы ЛГИ и закрепить к привязи.	В1
7.8.2	Повтор действий по п.7.4.7 .	В1, Н1
7.8.3	Закрепить к канату К1 груз 2-3 кг. Конец каната К1 с грузом поднять к траверсе лестницы ЛГИ. Канатом К1 снять лестницу ЛГИ с провода и опустить на землю.	Н1, Н2
7.8.4	Шпагатом Ш снять с провода и опустить на землю зацеп ЗП с блоком БП1 и канатом К1. Шпагат Ш отсоединить от зацепа ЗП и стянуть с провода. Отрезать участок шпагата, подвергшийся трению о провода.	Н1, Н2

7.9	Завершение работ	
7.9.1	Средства защиты, устройства и приспособления уложить в предназначенную для них тару. Разобрать защитный аппарат и уложить его модули в предназначенную для них тару.	Бригада
7.9.2	Оформить в наряде окончание работ	ПР, РР

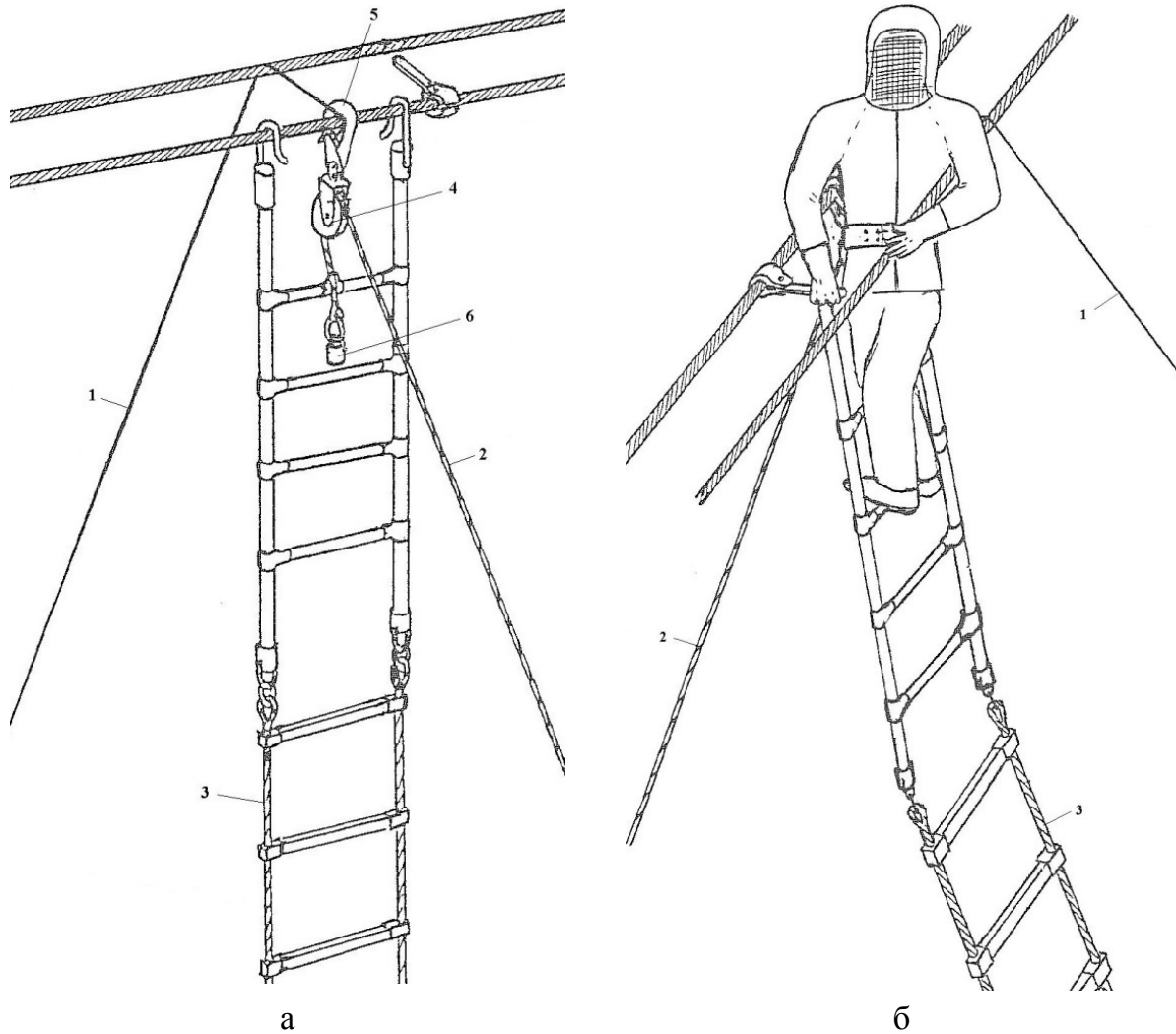


Рисунок Г.1 – Монтаж приспособлений (а) и подъем электромонтёра к проводу (б): 1 – шпагат; 2 – канат К1 изолирующий; 3 – лестница ЛГИ гибкая изолирующая; 4 – блок БП; 5 – зацеп ЗП; 6 – груз

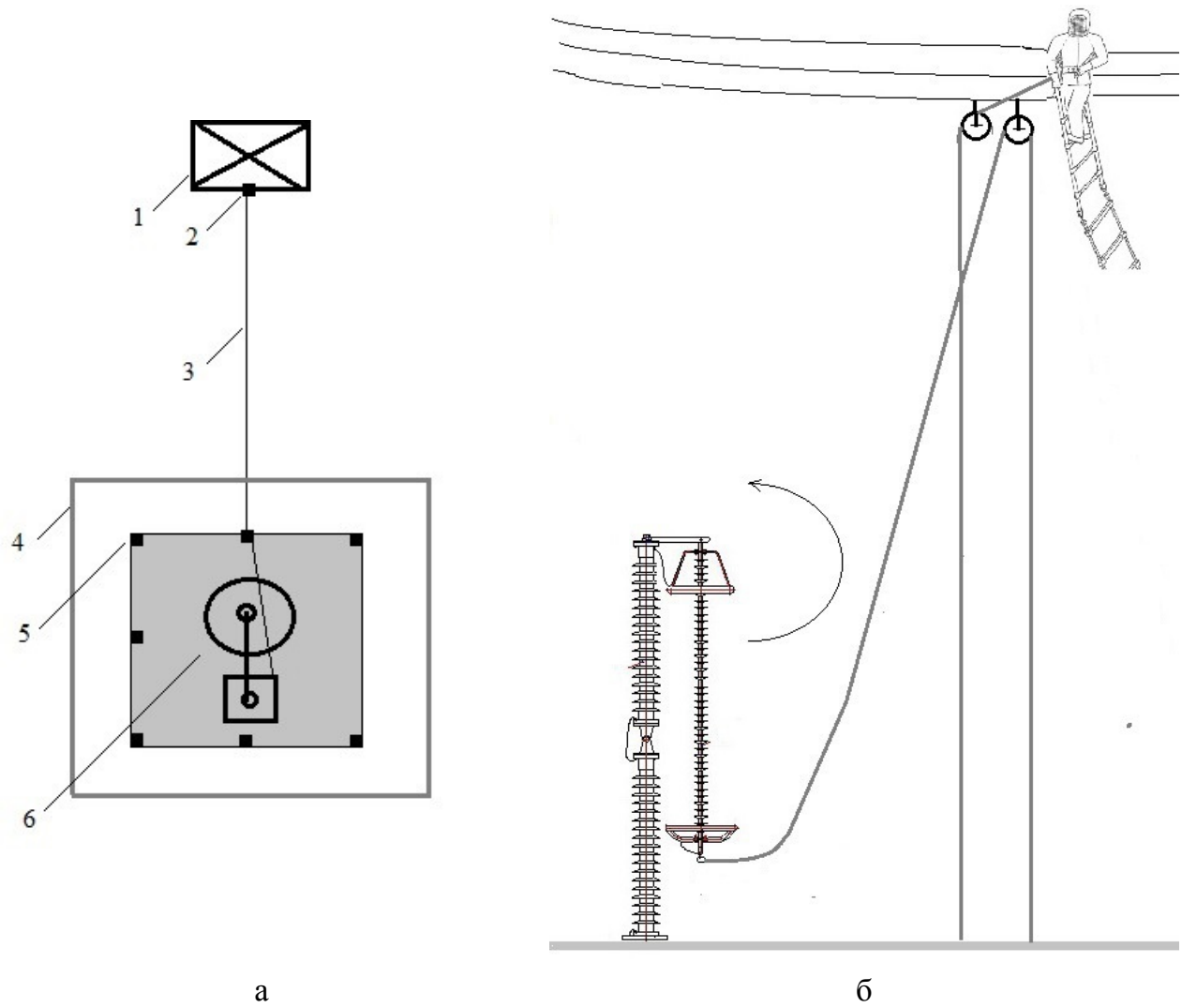


Рисунок Г.2 – эскиз заземляющего устройства и защитного аппарата ОПН-ПРН-500 кВ. Вид сверху (а) и сбоку (б): 1 – опора ВЛ; 2 – трубочина; 3- заземляющий проводник; 4 – лента ограждения; 5 – штыри заземления; 6 – защитный аппарат ОПН-ПРН-500 кВ;

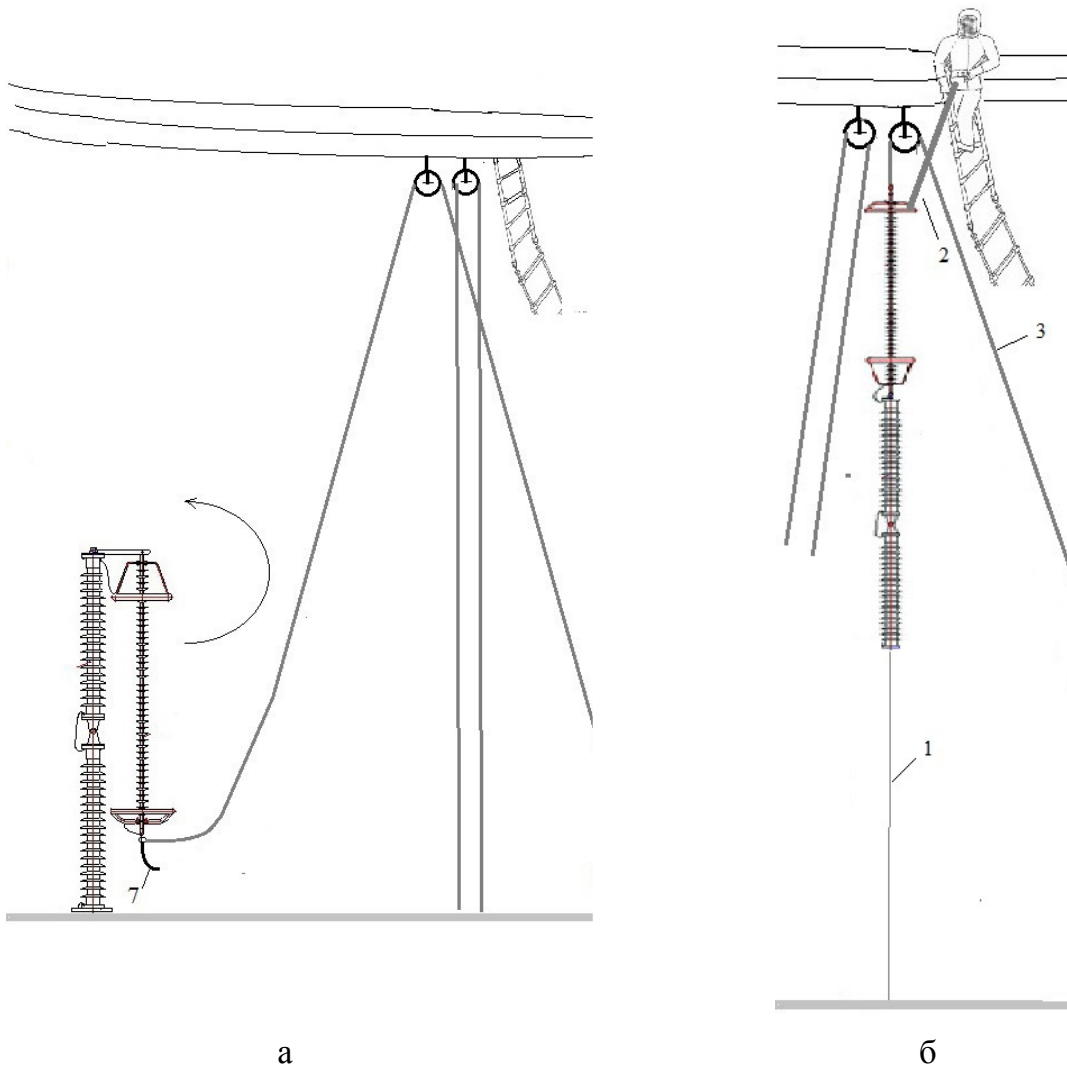


Рисунок Г.3 – установка защитного аппарата ОПН-ПРН-500 кВ. Исходное положение перед подъёмом (а) и электрическое соединение с проводом (б): 1 – заземляющий спуск; 2 – штанга ШП, 3 – канат К2.

Приложение Д

Анализ электрогенерации Бийской ТЭЦ

(потребления, сальдо и максимально допустимого перетока мощности (МДП) в Бийском энергоузле на январь 2015 г. с разбивкой по декадам, когда ремонты оборудования ТЭЦ не планируются)

Дата	Генерация		Потребление, МВт	Дефицит, МВт	Сечение ББУ-3, МВт				Краткое обоснование значения МДП
	Состав оборудования	Р _{макс} , МВт			МДП в исходной схеме	Фактический переток (расчетный)	МДП в послеаварийной схеме	резерв (+) или недостача (-) по условию не превышения МДП в послеаварийной схеме	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Прогноз на январь при предлагаемом ОАО «Бийскэнерго» составе оборудования</i>									
01 – 11	ТГ 4 Руст=50 ТГ 6 Руст=110 ТГ 7 Руст=110	270	415	167	210	167	130	-15	Схема сети нормальная, нормативное возмущение - отключение одной из питающих Бийский энергоузел ВЛ-220 кВ
12 – 18	ТГ-4 Руст=50 ТГ-6 Руст=110 ТГ-7 Руст=110	270	440	192	210	192	130	-40	Схема сети нормальная, нормативное возмущение - отключение одной из питающих Бийский энергоузел ВЛ-220 кВ
19 – 31	ТГ-4 Руст=50 ТГ-6 Руст=110 ТГ-7 Руст=110	270	450	202	210	202	130	-50	Схема сети нормальная, нормативное возмущение - отключение одной из питающих Бийский энергоузел ВЛ-220 кВ

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Прогноз на январь при предлагаемом Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ составе оборудования ОАО «Бийскэнерго» и присвоении признака ЭВР</i>									
01 – 11	ТГ 3 Руст=50 ТГ 4 Руст=50 ТГ 6 Руст=110 ТГ-7 Руст=110	320	415	185	210	185	130	35	Схема сети нормальная, нормативное возмущение - отключение одной из питающих Бийский энергоузел ВЛ-220 кВ
12 – 18	ТГ-3 Руст=50, ТГ-4 Руст=50, ТГ-6 Руст=110, ТГ-7 Руст=110	320	440	210	210	210	130	10	Схема сети нормальная, нормативное возмущение - отключение одной из питающих Бийский энергоузел ВЛ-220 кВ
19 – 31	ТГ-3 Руст=50, ТГ-4 Руст=50, ТГ-6 Руст=110, ТГ-7 Руст=110	320	450	220	210	220	130	0	Схема сети нормальная, нормативное возмущение - отключение одной из питающих Бийский энергоузел ВЛ-220 кВ



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«БИЙСКЭНЕРГО»**

г. Бийск, 659336 Алтайский край
тел/факс:(385 4) 30 39 41/44 76 77
E-mail: info@biyskenergo.ru
ОГРН 1112204000150
ИНН/КПП 2204052762/220250001

“26” “11” 2014г. №11/ 2085

На № _____ от _____

Директору по энергетическим рынкам и
инновационному развитию

ОАО «СО ЕЭС»
А. М. Катаеву

Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3.
Москва, 109074

О включении в реестр ЭВР

Прошу рассмотреть вопрос о возможности включения в реестр электростанций (генерирующих объектов), производящих электрическую энергию в вынужденном режиме, GBIENERG, относящейся к ОАО «Бийскэнерго», на январь 2015г.. Посуточный анализ плановой и фактической выработки генерирующего оборудования за ноябрь 2014г., а также посуточный прогноз на январь 2015г. ограничений на минимальную выработку и минимально необходимый состав генерирующего оборудования по условиям теплоснабжения потребителей, прилагается.

Приложения:

1. Данные о величине плановой и фактической генерации ОАО «Бийскэнерго» за период с 01 ноября по 24 ноября 2014г. – 6 листов в 1 экземпляре.
2. Расчёт минимальной электрической нагрузки ОАО «Бийскэнерго» для теплоснабжения потребителей в январе 2015г. – 1 лист в 1 экземпляре.
3. Доверенность № 390 от 01.06.2014 г. – 7 листов в 1 экземпляре.

Исполнительный директор
по управлению ОАО "Бийскэнерго"



/А.В. Лымарев/

МП

Исп. Рябцева Н. В.
Тел. (3854) 44-76-87

Приложение Е

Расчётные схемы при использовании Г-образной схемы замещения ВЛ

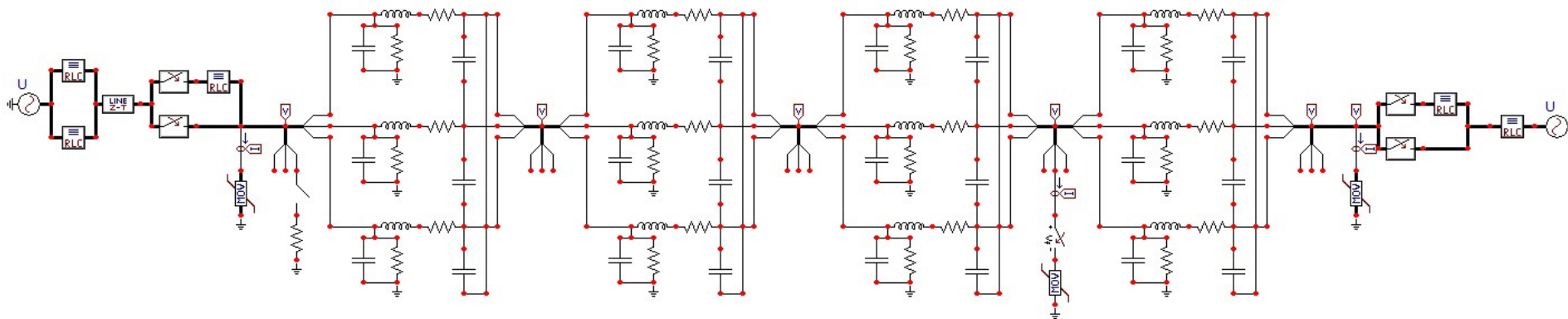


Рисунок Е.1 – Расчётная схема для трёхфазного автоматического повторного включения линии 220 кВ при использовании Г-образной схемы замещения ВЛ.

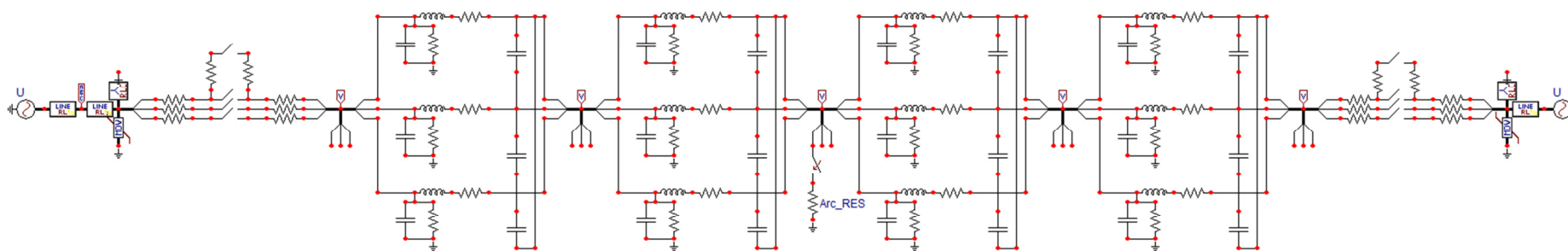


Рисунок Е.2 – Расчётная схема для однофазного автоматического повторного включения линии 500 кВ при использовании Г-образной схемы замещения ВЛ.