

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

На правах рукописи



Рахимов Джамшед Бобомуродович

**Оценка соответствия отключающей способности выключателей токам  
коротких замыканий и переходным восстанавливающимся напряжениям в  
энергосистеме Республики Таджикистан**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические  
системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, доцент  
Гусев Ю. П.

Москва – 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                                                                         |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>                                                                                                                                                                    | <b>5</b>  |
| <b>Глава 1. ОБЗОР ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ<br/>ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН И МЕТОДОВ<br/>РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕХОДНЫХ ВОССТАНАВЛИВАЮЩИХСЯ<br/>НАПРЯЖЕНИЙ.....</b>       | <b>14</b> |
| 1.1. Обзор параметров основного электрооборудования и электрической схемы<br>энергосистемы Республики Таджикистан .....                                                                 | 14        |
| 1.2. Обзор и анализ методов расчета переходных восстанавливающихся<br>напряжений на контактах выключателя при отключении токов коротких<br>замыканий .....                              | 21        |
| 1.3. Уточнение границ применения методов расчета переходных<br>восстанавливающихся напряжений на контактах высоковольтного выключателя<br>при отключении тока короткого замыкания ..... | 39        |
| Выводы по главе.....                                                                                                                                                                    | 47        |
| <b>Глава 2. РАЗРАБОТКА РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ<br/>ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ДЛЯ<br/>ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ТОКОВ КРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ .....</b>                             | <b>49</b> |
| 2.1. Выбор программного обеспечения для разработки расчетной модели южной<br>части энергосистемы Республики Таджикистан.....                                                            | 49        |
| 2.2. Параметры электрооборудования южной части энергосистемы Республики<br>Таджикистан .....                                                                                            | 53        |
| 2.3. Верификация расчетной модели .....                                                                                                                                                 | 67        |
| Выводы по главе.....                                                                                                                                                                    | 68        |

### **Глава 3. ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ТОКАМ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ ..... 70**

3.1. Оценка соответствия отключающей способности выключателей южной части энергосистемы Республики Таджикистан начальным действующим значениям периодической составляющей токов короткого замыкания..... 70

3.2. Оценка достаточности применения стационарного деления сети для снижения уровней токов коротких замыканий в южной части энергосистемы Республики Таджикистан ..... 74

Выводы по главе..... 84

### **Глава 4. ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ПЕРЕХОДНЫМ ВОССТАНАВЛИВАЮЩИМСЯ НАПРЯЖЕНИЯМ ПРИ НЕУДАЛЕННОМ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ..... 85**

4.1. Постановка задачи ..... 85

4.2. Определение интегральных параметров узлов электрических сетей для оценки соответствия отключающей способности выключателей южной части энергосистемы Республики Таджикистан параметрам переходных восстанавливающихся напряжений..... 87

4.3. Разработка расчетной математической модели электромагнитных переходных процессов для исследования переходного восстанавливающегося напряжения и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных линиях электропередачи..... 99

4.4. Верификация расчетных методов определения параметров переходных восстанавливающихся напряжений на контактах выключателя..... 106

4.5. Разработка рекомендаций по уменьшению скорости нарастания переходных восстанавливающихся напряжений на контактах элегазового выключателя..... 108

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Выводы по главе.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 115 |
| <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 117 |
| <b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ</b> .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 120 |
| <b>ЛИТЕРАТУРА</b> .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 121 |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1.</b> Результаты расчетов токов трехфазных и однофазных коротких замыканий в узлах 110, 220 и 500 кВ южной части энергосистемы Республики Таджикистан без применения и с применением стационарной делении сети.....                                                                                                                    | 129 |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2.</b> Начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных коротких замыканий, по данным отдела релейной защиты и автоматики эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик».....                                                                                                        | 147 |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3.</b> Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания переходных восстанавливающихся напряжений к нормированным значениям ( $S_{ПВН}/S_{норм}$ ) от отношения токов трехфазных коротких замыканий к номинальным токам отключения выключателей ( $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$ ) с номинальными напряжениями 110, 220 и 500 кВ ..... | 151 |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 4.</b> Акт внедрение .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 159 |

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** В Республике Таджикистан (РТ), в целях повышения уровня благосостояния населения осуществляется рост экономики, сопровождающийся увеличением генерирующих мощностей за счет строительства новых крупных электростанций и развития электрических сетей. При этом уровни токов коротких замыканий (КЗ) в сетях различного напряжения электроэнергетической системы (ЭЭС) РТ возрастают. Параметры электротехнического оборудования, ранее установленного на электростанциях и подстанциях ЭЭС РТ, в том числе высоковольтных выключателей (ВВ), могут оказаться не соответствующими уровню токов КЗ и параметрам переходных восстанавливающихся напряжений (ПВН), что может привести к росту аварийности и к недоотпуску электроэнергии потребителям.

В связи с этим актуальной является проблема оценки соответствия отключающей способности выключателей с номинальными напряжениями 110, 220 и 500 кВ, установленных на ПС и электрических станциях ЭЭС РТ, токам КЗ и параметрам ПВН.

**Степень разработанности темы.** Значительный вклад в развитие теории и исследование электромагнитных переходных процессов при КЗ внесли коллективы ВНИИЭ, ВЭИ, НИУ «МЭИ», НГТУ, ИГЭУ, АО «Институт «Энергосетьпроект» и ряд других организаций. Отдельные вопросы оценки соответствия отключающих способностей выключателей токам КЗ и параметрам ПВН рассмотрены в работах Акодиса М.М., Складевского Ю.И. Неклепаева Б.Н., Жукова В.В., Шунтова А.В., Крючкова И.П., Усова С.В., Челазнова А.А., Любарского Д.Р., Кадомской К.П., Воронина В.А., Волкова М.С., Омокеевой А.А. и других. Однако, в работах этих авторов не было уделено должного внимания уточнению границ применения методов расчета параметров ПВН, оценке влияния интегральных параметров узлов электрических сетей, параметров дугогасящих камер на определение критических значений удаленности КЗ на ЛЭП от ВВ, при которых возникают максимальные

значения скорости нарастания ПВН и выбору средств уменьшения скорости нарастания ПВН на контактах выключателя при неудаленных КЗ. Данная работа посвящена исследованию именно этих вопросов.

**Объект исследования** диссертационной работы является действующая южная часть энергосистемы Республики Таджикистан, состоящая из 9 электростанций суммарной мощностью 6018 МВА, 109 подстанций, 266 линий электропередачи напряжением 110, 220 и 500 кВ.

**Предметами исследования** являются короткие замыкания и переходные восстанавливающиеся напряжения на контактах высоковольтных выключателей.

**Целью диссертационной работы** является оценка соответствия отключающей способности высоковольтных выключателей, установленных в южной части энергосистемы Республики Таджикистан токам коротких замыканий и параметрам переходных восстанавливающихся напряжений.

**Задачи работы:**

1. Уточнение границ применения методов расчета скорости нарастания и пиковых значений ПВН на контактах ВВ.
2. Разработка расчетной модели южной части ЭЭС РТ, позволяющей выполнять расчет токов КЗ и оптимизировать стационарное деление сети (СДС).
3. Оценка соответствия отключающей способности выключателей номинальным напряжением 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ начальным действующим значениям периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ.
4. Анализ и оценка соответствия отключающей способности выключателей номинальным напряжением 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ параметрам ПВН при неудаленных КЗ.
5. Разработка расчетной математической модели электромагнитных переходных процессов для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП.

6. Разработка рекомендаций по уменьшению скорости нарастания ПВН на контактах элегазовых ВВ при отключении неудаленных КЗ на воздушных ЛЭП.

#### **Научная новизна работы.**

1. Впервые на базе программного комплекса *NEPLAN* разработана расчетная модель южной части ЭЭС РТ, которая позволяет определить значения токов КЗ в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ и оценить применение СДС для ограничения токов КЗ по принципам минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы.

2. Определены интегральные параметры узлов электрических сетей для оценки соответствия отключающей способности выключателей параметрам ПВН, которые используются для выбора ВВ при проектировании и реконструкции электрических станций и ПС.

3. Разработана расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов для исследования скоростей нарастания и пиковых значений ПВН на контактах элегазовых выключателей и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП.

4. Разработаны рекомендации по уменьшению скорости нарастания ПВН на контактах элегазовых ВВ при отключении неудаленных КЗ на воздушных ЛЭП с учетом параметров дугогасящей камеры.

#### **Практическая значимость и реализация результатов.**

1. Разработанная расчетная модель южной части ЭЭС РТ в программном комплексе *NEPLAN* используется в эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик» для определения значений токов КЗ и оптимизирования СДС.

2. Результаты оценки достаточности применения СДС для снижения уровней токов КЗ по принципу минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы в узлах высокого напряжения южной части ЭЭС РТ используются в эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик» при обосновании и выборе ВВ.

3. Результаты уточнения границ применения методов расчета скорости нарастания и пикового значения ПВН на контактах ВВ при отключении токов КЗ и разработанная расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов в программном комплексе *EMTP – RV* для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП внедрены в учебный процесс на кафедрах «Электрические станции» Национального исследовательского Университета «Московский энергетический институт» и «Электрические станции» Таджикского технического Университета имени М.С. Осими, а также используются в эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик».

4. Определены интегральные параметры узлов электрических сетей для оценки соответствия отключающей способности ВВ параметрам кривых ПВН, которые используются для выбора ВВ при проектировании и реконструкции электрических станций и ПС.

5. Разработанные рекомендации по уменьшению скорости нарастания ПВН на контактах элегазовых выключателей при отключении неудаленных КЗ на воздушных ЛЭП используются при проектировании и реконструкции электрических станций и ПС.

**Методы исследования** базируются на теории электрических цепей, теории электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических системах (ЭЭС), на расчетных методах исследования процессов в ЭЭС. Поставленные задачи решались с использованием метода моделирования процесса при КЗ в специализированном программно – техническом комплексе *NEPLAN* для определения значений токов КЗ, расчетов параметров ПВН по аналитическим выражениям по программе *Excel* и с использованием метода математического моделирования электромагнитных переходных процессов в специализированном программном комплексе *EMTP – RV* для определения скоростей нарастания и пиковых значений ПВН на контактах ВВ при отключении токов КЗ.

### **Основные положения и результаты, выносимые на защиту.**

1. Уточненные границы применения методов расчета скорости нарастания и пикового значения ПВН на контактах ВВ при отключении токов КЗ.
2. Расчетная модель южной части ЭЭС РТ с результатами расчетов токов КЗ в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ.
3. Результаты расчетов токов КЗ в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ с применением СДС по принципу минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы.
4. Определенные интегральные параметры узлов электрических сетей для оценки соответствия отключающей способности ВВ параметрам кривых ПВН.
5. Расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов в программном комплексе *EMTP – RV* для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП.
6. Рекомендации по уменьшению скорости нарастания ПВН на контактах элегазовых выключателей при отключении неудаленных КЗ на воздушных ЛЭП, путем использования дополнительных емкостей.

### **Соответствие паспорту специальности.**

Диссертационная работа соответствует формуле научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» по следующим областям исследований:

- п.3 «Разработка методов расчета, прогнозирования, оптимизации и координации уровней токов короткого замыкания на электростанциях и в электрических сетях энергосистем» относится к применению СДС для снижения уровней токов трехфазных и однофазных КЗ в электрических сетях южной части ЭЭС РТ.
- п.6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике» относится к разработанной расчетной модели южной части ЭЭС РТ в программном комплексе *NEPLAN* для расчета токов КЗ и установившихся режимов, а также расчетная математическая модель

электромагнитных переходных процессов в программном комплексе *EMTP – RV* для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП.

**Достоверность полученных результатов и средства исследований.** Достоверность полученных результатов расчетов токов КЗ с использованием программно – технического комплекса *NEPLAN* подтверждается удовлетворительным совпадением со значениями токов КЗ, полученных с помощью технических средств, которыми располагает энергосистема РТ. Достоверность математической модели в программном комплексе *EMTP – RV* для расчета параметров ПВН на контактах ВВ подтверждается удовлетворительным совпадением результатов моделирования с результатами верификационных расчетов, выполненными по известным аналитическим выражениям в программном обеспечении *Excel*.

**Личный вклад автора.** Личный вклад автора состоит в постановке задач и методов их решения, в формулировании и доказательстве основных научных положений, в непосредственном участии на всех этапах исследования, в получении теоретических и экспериментальных данных, в разработке расчетной модели в программном комплексе *NEPLAN* для расчета токов КЗ и установившихся режимов, в разработке расчетной математической модели электромагнитных переходных процессов в программном комплексе *EMTP – RV* для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП, в разработке рекомендаций по снижению скорости нарастания ПВН на контактах ВВ при отключении неудаленных КЗ на воздушных ЛЭП путем использования дополнительных емкостей.

**Апробация результатов работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы были представлены и обсуждены на четвертой российской молодежной научной школе – конференции «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи» (Томск, 1-3 ноября 2016 г.), на восьмой международной научно – практической конференции

«Перспективы развития науки и образования», посвященная 25 – летию государственной независимости Республики Таджикистан и 60 – летию Таджикского технического Университета имени академика М.С. Осими (г. Душанбе, 3-4 ноября 2016 г.), на республиканской научно – практической конференции «Электроэнергетика, гидроэнергетика, надёжность и безопасность», посвященная 25 – летию государственной независимости Республики Таджикистан и 60 – летию кафедры «Электрические станции» ТТУ имени академика М.С. Осими (г. Душанбе, 24 декабря 2016 г.), на двенадцатой международной научно – технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия – 2017» (Иваново, 4 – 6 апреля 2017 г.).

**Публикации по теме диссертации.** По результатам исследований были опубликованы шесть печатных работ, в том числе: четыре работ – в сборниках докладов и тезисов в трудах республиканских и международных конференций; две статьи – в изданиях, рекомендованных ВАК РФ для публикаций материалов диссертационных работ.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка, состоящего из 64 наименований источников, четырех приложений. Основной текст диссертации изложен на 106 страницах, включает 55 рисунков и 28 таблицы. Общий объем диссертации, включая приложения, составляет 160 страниц.

### **Основное содержание работы**

**Во введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследования, представлены научная новизна и практическое значение работы, перечислены основные научные положения, выносимые на защиту.

**В первой главе** диссертации приведен обзор параметров основного электрооборудования и электрических схем ЭЭС РТ, проанализированы и сопоставлены российские и международные нормативные документы по параметрам ПВН при выборе ВВ, проведен обзор и анализ литературы по существующим методам расчета параметров ПВН, уточнены границы применения

методов расчета ПВН на контактах ВВ при отключении токов КЗ. Показано, что из методов расчета, основанных на экспоненциальных, одночастотных и пилообразных формах кривых ПВН, наиболее приемлемым для современных быстродействующих выключателей, особенно для элегазовых и вакуумных, является использование метода, основанного на пилообразной форме кривой ПВН (неудаленное КЗ), как наиболее точно отражающего скорости нарастания и пиковые значения ПВН. Сформулирован перечень задач по проведению расчетов параметров ПВН на контактах выключателей при отключении токов КЗ, определена цель работы.

*Во второй главе* диссертации разработана расчетная модель южной части ЭЭС РТ для определения значений токов КЗ с использованием параметров синхронных генераторов, силовых трансформаторов, линий электропередачи, статических нагрузок, характеризующих электромагнитные переходные процессы. Проведена верификация полученных результатов с помощью расчетной модели с результатами токов КЗ, полученных с помощью технических средств, которыми располагает ЭЭС РТ. Показано, что расхождения полученных результатов находятся в пределах допустимой погрешности.

*В третьей главе* диссертации выполнена оценка соответствия отключающей способности выключателей напряжением 110, 220 и 500 кВ южной части энергосистемы РТ начальным действующим значениям периодической составляющей токов КЗ. Выявлены РУ, где уровни токов однофазных КЗ превышают номинальные токи отключения выключателей. Проведена оценка достаточности применения СДС для снижения уровней токов КЗ в узлах высокого напряжения южной части ЭЭС РТ. Установлено, что при применении СДС токи трехфазных и однофазных КЗ в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ уменьшились в 1,005 – 1,8 раза. Показано, что применение СДС в южной части ЭЭС РТ в сетях 110 кВ и выше приводит к увеличению потерь активной мощности с 116,175 МВт до 124,735 МВт.

**В четвертой главе** диссертации проанализировано влияние числа линейных присоединений к шинам РУ ПС ЭЭС РТ и значений отключаемых токов КЗ на скорости нарастания и пиковые значения ПВН на контактах ВВ с использованием метода, основанного на пилообразной форме кривой восстанавливающегося напряжения. Разработана расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов в программном комплексе *EMTP – RV* для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП. Произведена верификация параметров ПВН на контактах выключателя при отключении тока КЗ, рассчитанных по известным аналитическим уравнениям и рассчитанных с помощью расчетной математической модели. Сравнение результатов расчетов параметров ПВН показало, что расхождения находятся в пределах допустимой погрешности. Рекомендовано уменьшать скорости нарастания ПВН путем использования экранированных силовых кабелей, подключенных между фазными выводами выключателя со стороны ЛЭП и к шинам ПС (в случае, если значение составляющей восстанавливающегося напряжений со стороны источника превышает нормированное значение).

**В заключении** диссертации сформулированы основные результаты, полученные в работе.

**В приложении** к диссертации содержатся результаты расчетов токов КЗ, расчетные кривые ПВН и материал, подтверждающий внедрение данной работы.

## **Глава 1. ОБЗОР ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН И МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕХОДНЫХ ВОССТАНАВЛИВАЮЩИХСЯ НАПРЯЖЕНИЙ**

### **1.1. Обзор параметров основного электрооборудования и электрической схемы энергосистемы Республики Таджикистан**

Развитие энергетической отрасли, в том числе строительство новых мощностей электростанций, которые будут обеспечивать энергетическую независимость РТ, является одним из приоритетных направлений деятельности правительства.

В настоящее время одной из главных задач электроэнергетики страны является повышение эффективности работы ЭЭС РТ.

Крупнейшей гидроэлектростанцией республики, которая входит в состав эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик», является Нурекская ГЭС на реке Вахш с установленной мощностью 3000 МВт (девять агрегатов по 335 МВт) и среднегодовой выработкой электроэнергии 11,2 млрд. кВт·ч/год. В эксплуатацию станция принята в 1972 году, последний агрегат введен в строй в 1979 – м году.

Проектирование Байпазинской ГЭС началось в 1970-х. Строительство станции было объявлено Всесоюзной ударной комсомольской стройкой. В эксплуатацию станция принята в 1986 году. Мощность станции составляет 600 МВт (четыре агрегата по 150 МВт) с годовой выработкой электроэнергии в 2,5 млрд. кВт·ч.

Головная ГЭС входит в структурную единицу «Каскад Вахшских ГЭС». На электростанции установлены 3 гидроагрегата мощностью по 35 тыс. кВт и

3 гидроагрегата мощностью по 45 тыс. кВт. Общая установленная мощность электростанции – 240 тыс. кВт.

Сангтудинская ГЭС – 1 установленной мощностью 670 МВт является (четыре агрегатов по 167,5 МВт) пятой ступенью Вахшского каскада гидроэлектростанций и входит в тройку крупнейших ГЭС Таджикистана наряду с Нурекской ГЭС и Байпазинской ГЭС. Первый гидроагрегат ГЭС был введен в строй в январе 2008 года.

Сангтудинская ГЭС – 2 (в 120 км юго – восточней Душанбе) мощностью 220 МВт (две агрегатов по 110 МВт) - совместный таджикско - иранский проект. Запуск первого агрегата состоялся 5 сентября 2011 года.

Проектирование Кайраккумской ГЭС началось в 1940-х годах. В эксплуатацию станция принята в 1957 году. Мощность станции составляет 126 МВт, среднегодовая выработка – 600 – 700 млн.кВт·ч. В настоящее время совместно с Европейским Банком Развития, Европейским Инвестиционным Банком и Банком Евросоюза начаты работы по разработке ТЭО реконструкции и модернизации станции.

Душанбинская ТЭЦ – 1 построена и сдана в эксплуатацию в 1957 году. Общая установленная мощность электростанции составляет 198 МВт. На станции установлены 4 турбоагрегатов следующими мощностями: 2 агрегата мощностью 35 МВт, один агрегат 42 МВт, один агрегат 86 МВт.

Душанбинская ТЭЦ – 2 построена и сдана в эксплуатацию в 2014 году. Установленная мощность электростанции составляет 100 МВт. На станции установлены 2 генератора, мощность каждого составляет 50 МВт.

В составе ЭЭС РТ находятся следующие электрические сети [1]: Душанбинские городские ЭС; Центральные ЭС; Турсунзадевские ЭС; Раштские ЭС; Южные ЭС; Кулябские ЭС; Яванские ЭС; Кулябские городские ЭС; Курган – Тюбинские городские ЭС; Дангаринчские ЭС; Нурекские ЭС; Сугдские ЭС; Истаравшанские ЭС; Пенджикентские ЭС; Худжанские городские ЭС; Чкаловские городские ЭС; Исфаринские ЭС.

Общее число подстанций в электрических сетях составляет 425, из них составляют: 3 шт. – 500 кВ; 27 шт. – 220 кВ; 167 шт. – 110 кВ; 228 шт. – 35 кВ.

Длина воздушных ЛЭП 500 кВ составляет 489,74 км, 200 кВ – 1727,78 км, 110 кВ – 4317,09 км и 35 кВ – 2916,32 км.

Диаграмма подстанций электрических сетей ЭЭС РТ в зависимости от класса напряжений показана на рисунок 1.1.

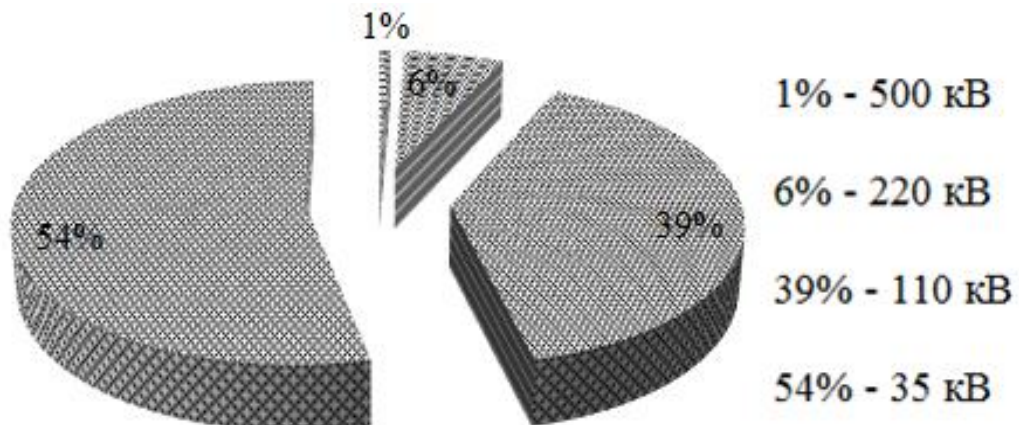


Рисунок 1.1. Диаграмма подстанций электрических сетей ЭЭС РТ

Диаграмма ЛЭП электрических сетей ЭЭС РТ в зависимости от класса напряжений показана на рисунок 1.2.

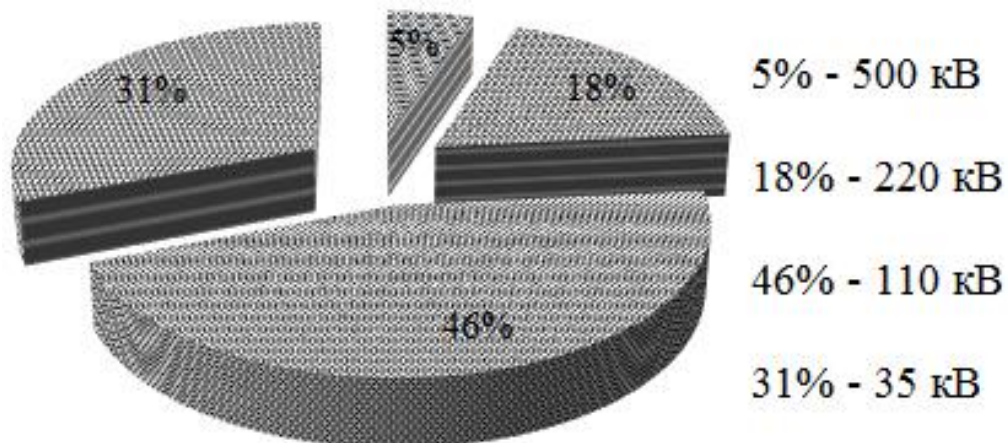


Рисунок 1.2. Диаграмма ЛЭП электрических сетей ЭЭС РТ

Общая мощность трансформаторов, которые находятся на балансе эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик» составляют 14815,4 МВА.

Таблица 1.1. Мощность трансформаторов, которые находятся на балансе эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик»

| №     | Подстанций, кВ | штук | S, МВА  |
|-------|----------------|------|---------|
| 1     | 500            | 3    | 3906    |
| 2     | 220            | 27   | 4874    |
| 3     | 110            | 167  | 4132,1  |
| 4     | 35             | 228  | 1903,3  |
| Всего | -              | 425  | 14815,4 |

Диаграмма мощностей трансформаторов электрических сетей ЭЭС РТ в зависимости от класса напряжений показана на рисунок 1.3.

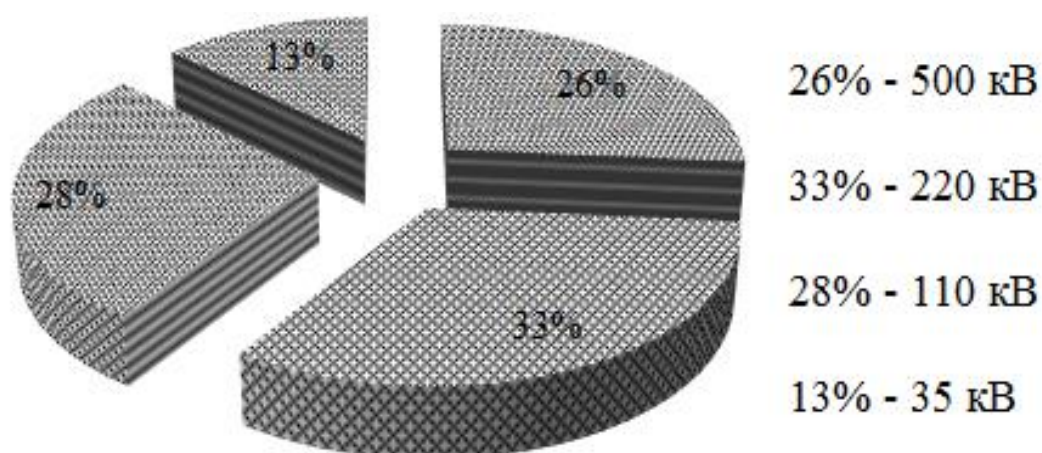


Рисунок 1.3. Диаграмма мощностей трансформаторов ЭЭС РТ

В сетях 220 кВ ЭЭС РТ в эксплуатации более 30 лет находятся 8 шт. воздушных выключателей, а в сетях 110 кВ – 14 шт. соответственно, которые морально устарели.

В сетях 220 кВ ЭЭС РТ находятся в эксплуатации 30 шт. масляные баковые выключатели (МКП – 220, У – 220). В сетях 110 кВ ЭЭС РТ находятся в эксплуатации 134 шт. маслонаполненных выключателей (МКП – 110, У – 110) и 86 шт. маломасляных выключателей (ММО – 110). Эти выключатели работают дольше установленного заводского срока службы и вышеуказанные выключатели в настоящее время не выпускаются.

В сетях 500 кВ ЭЭС РТ находятся в эксплуатации 23 шт. элегазовых выключателя, в сетях 220 кВ – 97 шт., а в сетях 110 кВ – 55 шт., соответственно.

Гистограмма ВВ в электрических сетях ЭЭС РТ в зависимости от класса напряжений и типа выключателей показана на рисунок 1.4.

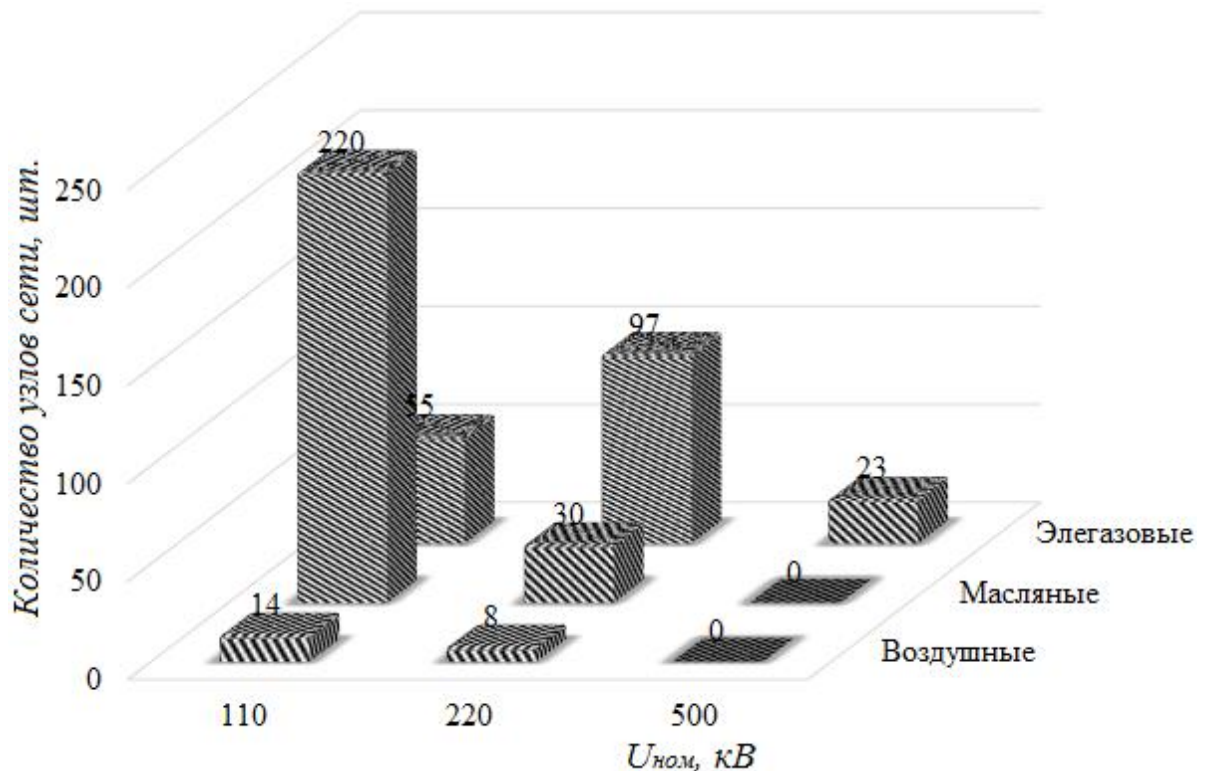


Рисунок 1.4. Гистограмма ВВ в электрических сетях ЭЭС РТ

Обзор данных о ВВ, установленных в электрических сетях ЭЭС РТ, показал, что несмотря на то, что производится их постепенная замена на элегазовые, в эксплуатации находится еще большое количество воздушных и масляных выключателей, эксплуатация которых создает различные проблемы, в том числе и излишне высокие эксплуатационные расходы.

В настоящее время на территории РТ действуют 11 гидроэлектростанций и 2 теплоэлектроцентрали суммарной мощностью 5226,47 МВт, причем на долю гидроэлектростанций приходится 94,3 % всей установленной мощности, а долю тепловых станций 298 МВт, то есть всего около 5,7 %.

В таблице 1.2 приведены характеристики электростанций в ЭЭС РТ [1].

Таблица 1.2. Характеристики электростанций в ЭЭС РТ

| №п/п | Наименование ГЭС и ТЭЦ |       | Напряжение подстанции, кВ | Установленная мощность, МВт |
|------|------------------------|-------|---------------------------|-----------------------------|
| 1    | Нурекская ГЭС          |       | 500                       | 1800                        |
|      |                        |       | 220                       | 900                         |
| 2    | Байпазинская ГЭС       |       | 220                       | 600                         |
| 3    | Сангтуда 1 ГЭС         |       | 220                       | 670                         |
| 4    | Сангтуда 2 ГЭС         |       | 220                       | 220                         |
| 5    | Головная ГЭС           |       | 220                       | 240                         |
| 6    | Кайракумская ГЭС       |       | 220                       | 126                         |
| 7    | Душанбинская ТЭЦ1      |       | 220                       | 198                         |
| 8    | Душанбинская ТЭЦ2      |       | 220                       | 100                         |
| 9    | Яванская ТЭЦ           |       | 220                       | 120*                        |
| 10   | Центральная ГЭС        |       | 110                       | 15,1                        |
| 11   | Перепадная ГЭС         |       | 110                       | 29,95                       |
| 12   | Каскад                 | ВГЭС1 | 35                        | 7,44                        |
| 13   | Варзобских ГЭС         | ВГЭС2 | 35                        | 14,4                        |
| 14   |                        | ВГЭС3 | 35                        | 3,52                        |

\*станция выведена из эксплуатации

Учитывая, что экономика РТ развивается высокими темпами, в ЭЭС нарастает дефицит мощности, который необходимо покрывать за счет модернизации действующих и строительства новых электростанций. Для покрытия дефицита мощности в ЭЭС РТ ведется строительство новой Рогунской ГЭС мощностью 3600 МВт, которая станет самой крупной станцией в РТ, со среднегодовой выработкой электроэнергии 13,1 млрд.кВт·ч [1].

В настоящее время ведутся переговоры между Киргизией, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном по реализации перспективного проекта CASA – 1000. Проект CASA – 1000, показанный на рисунок 1.5, включает в себя строительство следующих ЛЭП и ПС [2]:

- ЛЭП переменного тока 500 кВ от ПС Датка до ПС Сугда (477 км);
- ЛЭП переменного тока 500 кВ от ПС Регара до Сангтуда – 1;
- ЛЭП переменного тока 220 кВ (около 80 км) от ПС Нурек до ПС Сангтуда – 1.
- ЛЭП постоянного тока 500 кВ мощностью 1300 МВт от ПС Сангтуда – 1 до ПС Пешавара через Кабул (750 км);
- Преобразовательная электрическая ПС в Сангтуде - 1 для преобразования 1300 МВт переменного тока в постоянный ток;
- Преобразовательная электрическая ПС в Пешаваре на 1300 МВт;
- Преобразовательная электрическая ПС в Кабуле на 300 МВт.

Схема проекта CASA – 1000 показана на рисунок 1.5.

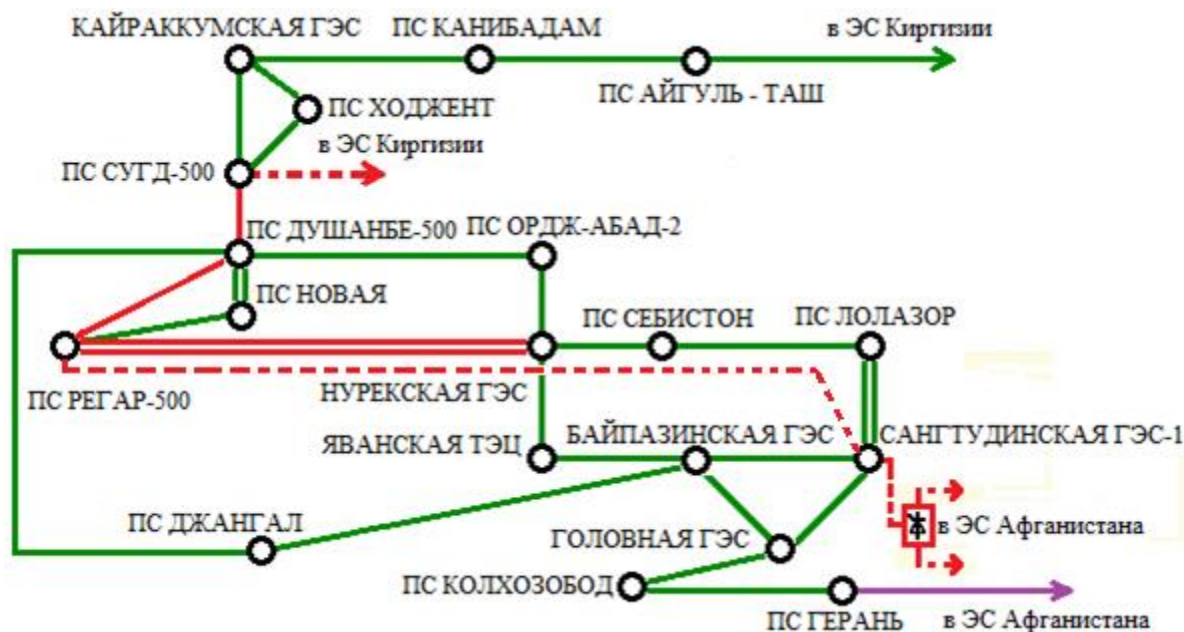


Рисунок 1.5. Схема ЭЭС РТ после реализации проекта CASA-1000 [2]

Предлагаемый проект CASA – 1000 будет способствовать передаче электрической мощностью в объеме 1300 МВт, составляющей летний избыток гидроэнергетических ресурсов, между двумя регионами, в которые входят, с одной стороны, Кыргызская Республика и Таджикистан, а другой стороны, Афганистан и Пакистан [1].

Таким образом, ввод в эксплуатацию Рогунской ГЭС, а также реализация проекта CASA – 1000, позволят достичь РТ энергетической независимости, а также значительно повысят экономический потенциал страны.

## 1.2. Обзор и анализ методов расчета переходных восстанавливающихся напряжений на контактах выключателя при отключении токов коротких замыканий

Наряду с начальными действующими значениями периодической и апериодической составляющими тока КЗ в электрических сетях, важным параметром, характеризующим отключающую способность ВВ, является допустимое ПВН, то есть напряжение между контактами выключателя, возникающее после погасания в нем электрической дуги.

Определение параметров ПВН на контактах ВВ при отключении токов КЗ является необходимым действием при проектировании и реконструкции электрических сетей на этапе выбора ВВ, а также для оценки соответствия отключающей способности уже, установленных ВВ.

Воздушные и масляные выключатели разрабатывались и выпускались в соответствии с ГОСТ 687 – 78 [10]. Параметры ПВН, появляющихся в момент размыкания контактов выключателей, должны сопоставляться с нормированными характеристиками ПВН, которые приведены в [10]. Согласно [10], для воздушных и масляных выключателей напряжением 110 кВ и выше нормированные характеристики ПВН задаются четырьмя параметрами  $U_1$ ,  $U_c$ ,  $t_1$  и  $t_2$  (рисунок 1.6).

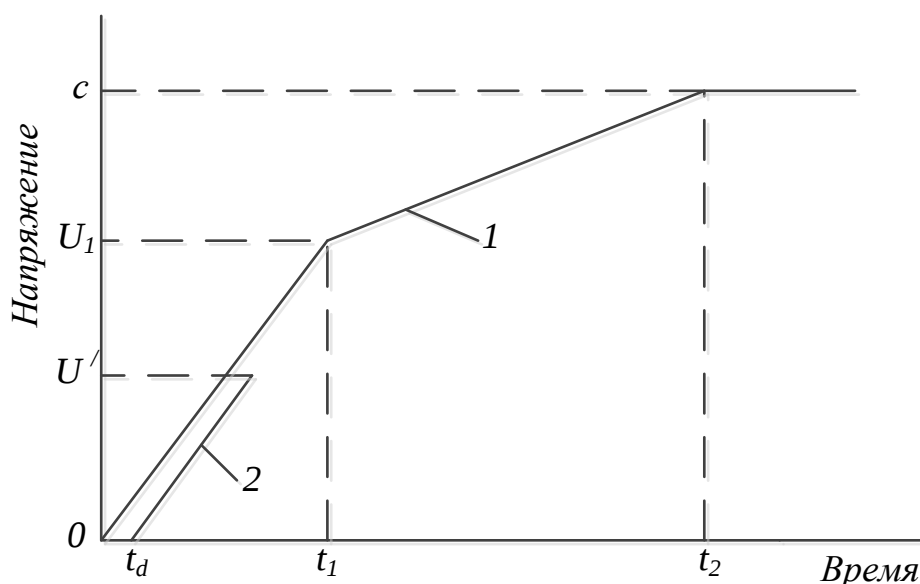


Рисунок 1.6. Нормированные характеристики ПВН, определяемые четырьмя параметрами, [10]:

1 – условная граничная линия ПВН; 2 – линия запаздывания ПВН

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= K_{n.г.} \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_{н.р.} \\ U_c &= K_a \cdot U_1 \end{aligned} \right\}, \quad (1.1)$$

где  $K_a$  – коэффициент превышения амплитуды;

$K_{н.г.}$  – коэффициент первого гасящего полюса;

$U_{н.р.}$  – наибольшее рабочее напряжения выключателя, кВ;

$U_1$  – первое амплитудное значение восстанавливающегося напряжения, кВ;

$U_c$  – пиковое значение восстанавливающегося напряжения, кВ.

Коэффициенты  $K_a$  и  $K_{н.г.}$  зависят от отключаемого тока КЗ. Для отключения токов КЗ, составляющих 30, 60 и 100% от номинального тока отключения выключателя, значение этих коэффициентов приводятся в [10]. Для каждого значения отношения тока КЗ к номинальному току отключения выключателя  $I_{КЗ}/I_{откл.ном}$  и в зависимости от значений номинального тока отключения выключателя нормированные характеристики ПВН задаются отдельно. Например, для масляного выключателя с номинальным напряжением 110 кВ при  $I_{КЗ}/I_{откл.ном} = 60\%$  и  $I_{откл.ном} = 25$  кА,  $t_1 = 56$  мкс,  $U_1 = 134$  кВ,  $t_2 = 168$  мкс,  $U_c = 200$  кВ, а для  $I_{откл.ном} = 40$  кА,  $t_1 = 48$  мкс,  $U_1 = 134$  кВ,  $t_2 = 144$  мкс,  $U_c = 200$  кВ. Согласно

вышеприведенных нормированных значений при  $I_{кз}/I_{откл.ном} = 60\%$  для  $I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$  скорость нарастания ПВН равна 2,4 кВ/мкс, а для  $I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$  – 2,8 кВ/мкс.

В таблице 1.3 в качестве примера приведены параметры нормируемой кривой ПВН для воздушных и масляных выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и с номинальным током отключения  $I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$ .

Таблица 1.3. Параметры нормируемой кривой ПВН для выключателей напряжением 110 кВ,  $I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$ , [10]

| Ток отключения<br>в процентах | $K_a$ | $K_{п,г}$ | $U_1$ ,<br>кВ | $U_c$ ,<br>кВ | $t_1$ ,<br>мкс | $t_2$ ,<br>мкс | $t_d$ ,<br>мкс | $U'$ , кВ |
|-------------------------------|-------|-----------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| 30                            | 1,5   | 1,3       | 134           | 200           | 22,4           | 67,2           | 8              | 67        |
| 60                            | 1,5   | 1,3       | 134           | 200           | 56             | 168            | 4              | 67        |
| 100                           | 1,4   | 1,3       | 134           | 200           | 112            | 336            | 2              | 67        |

Действующие требования к характеристикам ПВН современных выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ, в том числе элегазовых и вакуумных, приведены в разработанном ВНИИЭ и ГУП ВЭИ новом стандарте ГОСТ Р 52565 – 2006 [11], который действует с 1 января 2007 г.

Согласно [11] нормированные характеристики ПВН задаются условной граничной линией, определяемой:

а) двумя параметрами –  $U_c$ ,  $t_3$ , а также координатами линии запаздывания  $U'$  и  $t_d$  (рисунок 1.7);

б) четырьмя параметрами –  $U_1$ ,  $U_c$ ,  $t_1$  и  $t_2$ , а также координатами линии запаздывания  $U'$  и  $t_d$  (рисунок 1.8).

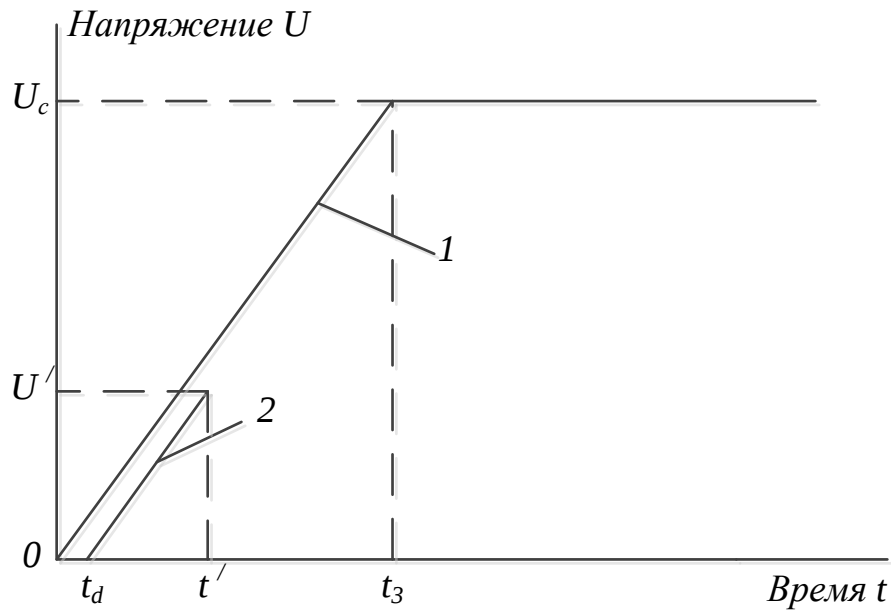


Рисунок 1.7. Нормированные характеристики ПВН, определяемые двумя параметрами, [11]

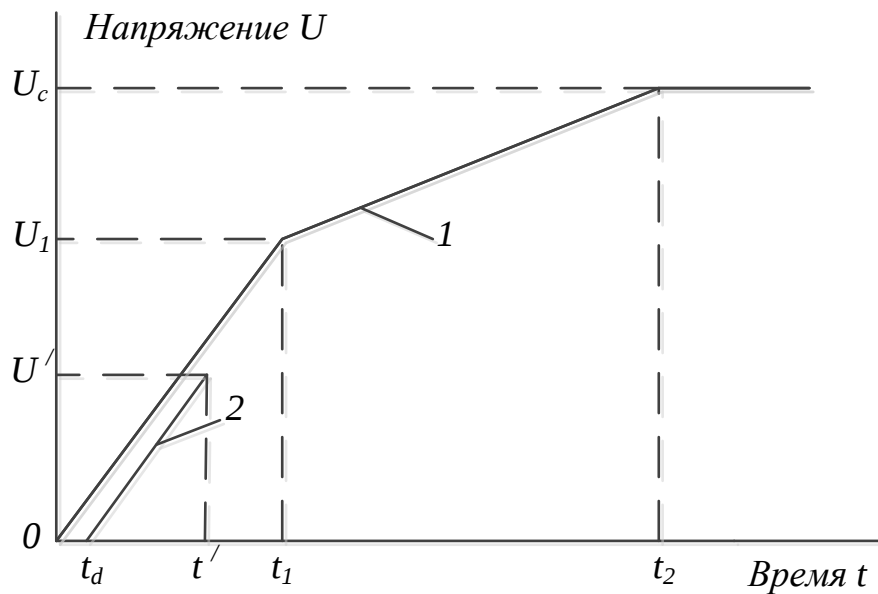


Рисунок 1.8. Нормированные характеристики ПВН, определяемые четырьмя параметрами, [11]

В соответствии с [11] параметры  $U_1$  и  $U_c$  определяются соотношениями:

- для выключателей с  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ:

$$U_1 = \sqrt{2} \cdot U_{\text{ВП}}. \quad (1.2)$$

- для выключателей с  $U_{\text{ном}} \geq 110$  кВ:

$$U_1 = 0,75 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{ВП}}. \quad (1.3)$$

$$\begin{aligned}
 U_c &= K_a \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{вп}}; \\
 U_{\text{вп}} &= K_{\text{п.г}} \cdot \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}},
 \end{aligned}
 \tag{1.4}$$

где  $U_{\text{вп}}$  - полюсное возвращающееся напряжение, кВ;

Для выключателей с  $U_{\text{ном}} \geq 110$  кВ коэффициент  $K_{\text{п.г}} = 1,3$ . Значения коэффициента  $K_a$  в зависимости от тока отключения, принимаются равными от 1,4 до 1,54 [11].

В отличие от [10], в [11] нормированные характеристики ПВН для отключения токов КЗ, кроме 30, 60 и 100% приводятся еще и для 10% от номинального тока отключения выключателей. Для каждого значения отношения тока КЗ к номинальному току отключения выключателя  $I_{\text{кз}}/I_{\text{откл.ном}}$  независимо от значений номинального тока отключения выключателя задается одна нормированная характеристика ПВН. Например, для элегазового выключателя с номинальным напряжением 110 кВ при  $I_{\text{кз}}/I_{\text{откл.ном}} = 60\%$  и для элегазового выключателя с  $I_{\text{откл.ном}} = 25$  кА и для элегазового выключателя с  $I_{\text{откл.ном}} = 40$  кА нормированные характеристики одинаковы и составляют  $t_1 = 33$  мкс,  $U_1 = 100$  кВ,  $t_2 = 198$  мкс,  $U_c = 200$  кВ. Согласно вышеприведенных нормированных значений при  $I_{\text{кз}}/I_{\text{откл.ном}} = 60\%$  для элегазового выключателя с  $I_{\text{откл.ном}} = 25$  кА и для элегазового выключателя с  $I_{\text{откл.ном}} = 40$  кА нормированная скорость нарастания ПВН одинакова и равна 3 кВ/мкс.

В таблице 1.4 в качестве примера приведены параметры нормируемой кривой ПВН для элегазовых выключателей с номинальным напряжением 110 кВ.

Таблица 1.4. Параметры нормируемой кривой ПВН для элегазовых и вакуумных выключателей напряжением 110 кВ, [11]

| Ток отключения в процентах, | $K_a$ | $K_{п,г}$ | $U_1$ , кВ | $U_c$ , кВ | $t_1$ , мкс | $t_2$ , мкс | $t_3$ , мкс | $t_d$ , мкс | $U'$ , кВ | $t'$ , мкс | $S$ , кВ/мкс |
|-----------------------------|-------|-----------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------|------------|--------------|
| 10                          | 1,54  | 1,3       | -          | 206        | -           | -           | 29          | 4           | 69        | 14         | 7            |
| 30                          | 1,54  | 1,3       | -          | 206        | -           | -           | 41          | 6           | 69        | 20         | 5            |
| 60                          | 1,5   | 1,3       | 100        | 200        | 33          | 198         | -           | 2-10        | 50        | 19 - 27    | 3            |
| 100                         | 1,4   | 1,3       | 100        | 200        | 50          | 200         | -           | 2-14        | 50        | 27 - 39    | 2            |

Как видно из таблицы 1.4 при отключении тока КЗ  $I_{о.ном} < 60\%$  от номинального тока отключения ВВ нормированные характеристики ПВН определяются двумя параметрами  $U_c$  и  $t_3$  (рисунок 1.7).

Согласно подпункта 6.6.3.5 [11] высоковольтные выключатели с  $U_{ном} \geq 110$  кВ и  $I_{откл.ном} \geq 25$  кА, которые не являются составной частью КРУЭ должны дополнительно нормироваться начальной частью ПВН (НПВН). Начальная часть ПВН определяется параметрами  $f_i$  и  $t_i$  характеризующими ее граничную линию, в соответствии с рисунком 1.9 и таблицей 1.5.

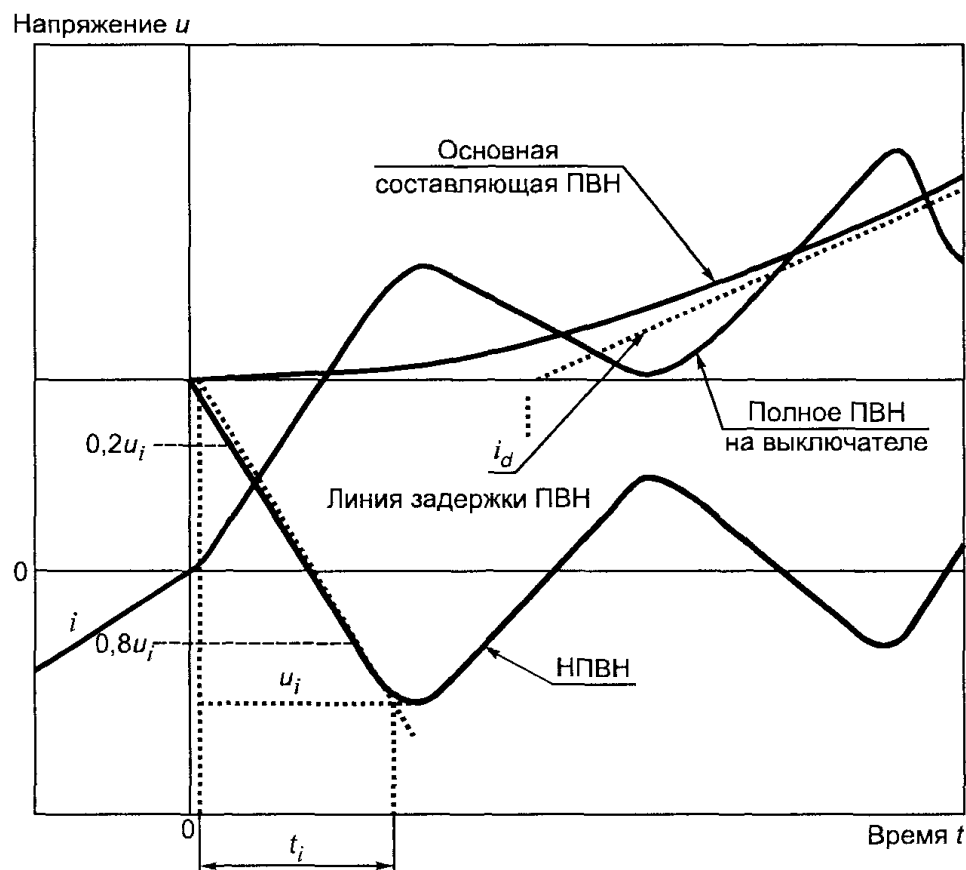


Рисунок 1.9. Начальная часть ПВН

Таблица 1.5. Нормированные значения начальной части ПВН, [11]

| $U_{\text{ном}}/U_{\text{н.р}}, \text{ кВ}$ | Коэффициент $f_i, \text{ кВ/кА}$ | Координата времени $t_i, \text{ мкс}$ |
|---------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| 110/126                                     | 0,046                            | 0,4                                   |
| 150/172                                     | 0,058                            | 0,5                                   |
| 220/252                                     | 0,069                            | 0,6                                   |
| 330/362                                     | 0,092                            | 0,8                                   |
| 500/525                                     | 0,116                            | 1,0                                   |
| 750/787                                     | 0,159                            | 1,1                                   |

Пик начальной части ПВН определяют умножением коэффициента  $f_i$  на действующее значение тока отключения.

Номинальные характеристики для выключателей, разработанных по стандарту IEC (International Electrotechnical Commission) указаны в стандарте IEC 62271 – 100 [12]. Для выключателей, разработанных по стандарту ANSI, номинальные характеристики указаны в стандарте IEEE Std C37.06 – 2009 [13].

Нормированные кривые ПВН и их обозначения по IEC и ANSI аналогичны кривым на рисунок 1.7 и 1.8.

Согласно [12, 13] нормированная кривая ПВН двумя параметрами определяется для следующих ВВ:

- выключатели с номинальным напряжением до 100 кВ, не зависимо от отключаемого тока КЗ;
- выключатели с номинальным напряжением свыше 100 кВ, если отключаемый ток КЗ не превышает 30 % номинального тока отключения.

Для ВВ номинальным напряжением свыше 100 кВ нормированная кривая ПВН определяется четырьмя параметрами, при отключения тока КЗ, превышающего 30 % номинального тока отключения.

На рисунке 1.10 представлены нормированные кривые ПВН для выключателя 110 кВ согласно [10, 11] и для выключателя 123 кВ согласно [12, 13] при отключении тока КЗ 60 % от номинального тока отключения.

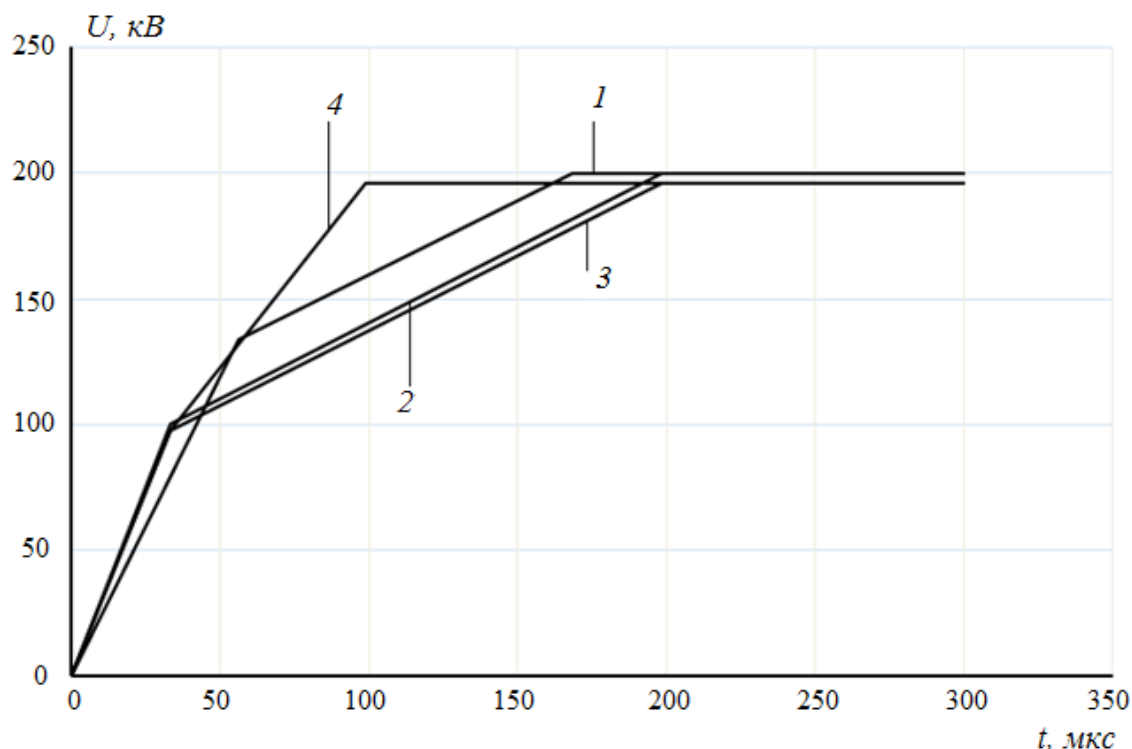


Рисунок 1.10. Нормированные кривые ПВН для выключателей 110 кВ согласно [10] (кривая 1) и [11] (кривая 2) и для выключателей 123 кВ согласно [12] (кривая 3) и [13] (кривая 4) при  $I_{КЗ}/I_{откл.ном} = 60\%$

Сопоставляя кривые ПВН для выключателей 110 кВ согласно [10, 11] и для выключателей 123 кВ согласно [12, 13] при отключении тока КЗ 60 % от номинального тока отключения видно, что начальная скорость нарастания ПВН для ВВ, разработанных согласно [11, 12, 13], равняется 3 кВ/мкс, а для ВВ разработанных согласно [10] – 2,4 кВ/мкс.

Для проверки, отключающей способности выключателей по параметрам ПВН в зависимости от расчетных условий используется один из трех известных методов, обеспечивающих получение расчетных параметров ПВН: метод, основанный на экспоненциальной форме кривой, метод, основанный на одночастотной форме кривой для ПВН на контактах выключателя и землей со стороны источника тока КЗ, либо метод, основанный на пилообразной форме кривой ПВН со стороны КЗ. Выбор метода расчета скорости нарастания и пикового значения ПВН осуществляется в зависимости от места КЗ, а также от соотношения эквивалентного волнового сопротивления ЛЭП и критического сопротивления сети [14, 15, 16, 17, 18, 20, 21].

Метод, основанный на экспоненциальной форме кривой ПВН (рисунок 1.11 и 1.12), применяется при эквивалентном волновом сопротивлении  $N_L$  линий, параллельно подключенных к сборным шинам ПС,  $Z_{\text{ЭК}}$ , который меньше критического сопротивления  $Z_K$  [18].

$$Z_{\text{ЭК}} < Z_K = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{L_{\text{ЭК}}}{C_{\text{ЭК}}}}. \quad (1.5)$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{ЭК}}^{(1)} &= \frac{2 \cdot Z_1 + Z_0}{3 \cdot N_L}; \\ Z_{\text{ЭК}}^{(3)} &= 1,5 \cdot \frac{Z_1}{N_L}, \end{aligned} \quad (1.6)$$

где  $Z_{\text{ЭК}}^{(1)}, Z_{\text{ЭК}}^{(3)}$  – эквивалентное волновое сопротивление ЛЭП при однофазном и трехфазном КЗ, Ом;

$Z_1$  – волновое сопротивление прямой последовательности ЛЭП, Ом;

$Z_0$  – волновое сопротивление нулевой последовательности ЛЭП, Ом;

$N_L$  – количество ЛЭП, шт.;

$L_{эк}$  – эквивалентная индуктивность цепи, мГн;

$C_{эк}$  – эквивалентная емкость цепи, нФ.

В приближенных расчетах при проектировании электрических сетей используют усредненные значения волновых сопротивлений для типовых ЛЭП соответствующего номинального напряжения. Для одноцепных ЛЭП при частоте 50 Гц, согласно [16], могут быть приняты следующие значения волновых сопротивлений прямой и нулевой последовательности, таблица 1.6.

Таблица 1.6. Значения волновых сопротивлений прямой и нулевой последовательности ЛЭП

|                      |     |     |     |     |     |      |
|----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| $U_{ном}, \text{кВ}$ | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1150 |
| $Z_1, \text{Ом}$     | 450 | 450 | 450 | 360 | 325 | 300  |
| $Z_0, \text{Ом}$     | 900 | 900 | 900 | 720 | 650 | 600  |

В зависимости от вида КЗ определяется эквивалентная индуктивность электрической цепи.

Эквивалентная индуктивность электрической цепи при однофазном КЗ

$$L_{эк}^{(1)} = \frac{2 \cdot L_1 + L_0}{3}, \quad (1.7)$$

где  $L_1$  – индуктивность прямой последовательности цепи, Гн;

$L_0$  – индуктивность нулевой последовательности цепи, Гн.

Эквивалентная индуктивность электрической цепи при трехфазном КЗ на землю

$$L_{эк}^{(1.1.1)} = \frac{3 \cdot L_1 \cdot L_0}{L_1 + 2 \cdot L_0}. \quad (1.8)$$

Эквивалентная индуктивность электрической цепи при трехфазном КЗ

$$L_{эк}^{(3)} = 1,5 \cdot L_1. \quad (1.9)$$

В зависимости от вида КЗ определяется эквивалентная емкость электрической цепи.

Эквивалентная емкость электрической цепи при однофазном КЗ

$$C_{\text{эк}}^{(1)} = \frac{3 \cdot C_1 \cdot C_0}{C_1 + 2 \cdot C_0}, \quad (1.10)$$

где  $C_1$  – емкость прямой последовательности цепи, нФ;

$C_0$  – емкость нулевой последовательности цепи, нФ;

Эквивалентная емкость электрической цепи при трехфазном КЗ на землю

$$C_{\text{эк}}^{(1.1.1)} = \frac{2 \cdot C_1 + C_0}{3}. \quad (1.11)$$

Эквивалентная емкость электрической цепи при трехфазном КЗ

$$C_{\text{эк}}^{(3)} = \frac{C_1}{1,5}. \quad (1.12)$$

Суммарная емкость прямой последовательности электрической цепи включает в себя емкость ошиновки  $C_{\text{ш}}$ , силовых трансформаторов  $C_{\text{СТ}}$ , трансформаторов напряжения  $C_{\text{ТН}}$  и тока  $C_{\text{ТТ}}$ , разъединителей  $C_p$  и выключателей  $C_B$

$$C_{\Sigma 1} = C_{\text{ш}} + n_{\text{СТ}} \cdot C_{\text{СТ}} + n_{\text{ТТ}} \cdot C_{\text{ТН}} + n_{\text{ТТ}} \cdot C_{\text{ТТ}} + n_p \cdot C_p + n_B \cdot C_B. \quad (1.13)$$

В приближенных расчетах суммарная емкость нулевой последовательности принимается равной суммарной емкости прямой последовательности,  $C_{\Sigma 1} = C_{\Sigma 0}$  [18].

Емкость ошиновки длиной 100 м составляет приблизительно  $1 \cdot 10^{-9}$  Ф [15].

Силовые трансформаторы, присоединенные к сборным шинам, представляются одним эквивалентным одночастотным контуром, содержащим соединенные параллельно эквивалентную входную емкость обмоток трансформаторов и эквивалентную индуктивность. Суммарная емкость обмоток трансформатора со стороны шин может быть определена по формуле [19]:

$$C_T = n_T \cdot 0,5 \cdot \sqrt[3]{S_{\text{ном}}} \cdot 10^{-9}. \quad (1.14)$$

Согласно [33], входные емкости аппаратов для расчетов высокочастотных (ВЧ) перенапряжений представлены в таблице 1.7.

Согласно [34] входные емкости аппаратов, являющихся частью КРУЭ представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.7. Входные емкости аппаратов для расчетов ВЧ перенапряжений

| Аппарат                                   | Входная емкость $C_{вх}$ ( $10^{-12}\Phi$ ) при $U_{ном}$ , кВ |      |      |      |      |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|------|------|------|------|
|                                           | 110                                                            | 220  | 330  | 500  | 1150 |
| Силовой трансформатор                     | 1000                                                           | 1500 | 2000 | 3000 | 7000 |
| Силовой автотрансформатор                 | 1500                                                           | 2000 | 3000 | 5000 | 8000 |
| Реактор                                   | -                                                              | -    | -    | 2000 | 4000 |
| Трансформатор напряжения емкостный        | -                                                              | -    | -    | 4000 | 4000 |
| Трансформатор напряжения электромагнитный | 200                                                            | 300  | -    | 2250 | -    |
| Выключатель                               | 100                                                            | 150  | -    | 250  | 400  |
| Трансформатор тока                        | 300                                                            | 400  | -    | 500  | 700  |
| Разъединитель                             | 100                                                            | 100  | 100  | 100  | 100  |

Таблица 1.8. Усредненные значения входных емкостей электрооборудования

| Аппараты                                  | Входная емкость, (пФ) при $U_{ном}$ , кВ |      |      |      |      |
|-------------------------------------------|------------------------------------------|------|------|------|------|
|                                           | 110                                      | 220  | 330  | 500  | 750  |
| Силовой трансформатор                     | 1000                                     | 2000 | 3000 | 3000 | 5000 |
| Силовой автотрансформатор                 | 1500                                     | 2000 | 3000 | 5000 | 6000 |
| Компенсационный реактор                   | -                                        | -    | -    | 2000 | 3000 |
| Трансформатор напряжения электромагнитный | 200                                      | 300  | 400  | 500  | 600  |
| Трансформатор тока                        | 300                                      | 400  | 500  | 600  | 700  |
| Разъединитель                             | 100                                      | 100  | 150  | 300  | 250  |
| Выключатель                               | 100                                      | 150  | 250  | 250  | 350  |
| Ограничитель типа ОПН                     | 60                                       | 80   | 100  | 150  | 200  |

На рисунке 1.11 показана типичная форма экспоненциальной кривой ПВН, которая отображается в виде бегущих волн на каждой из ЛЭП.

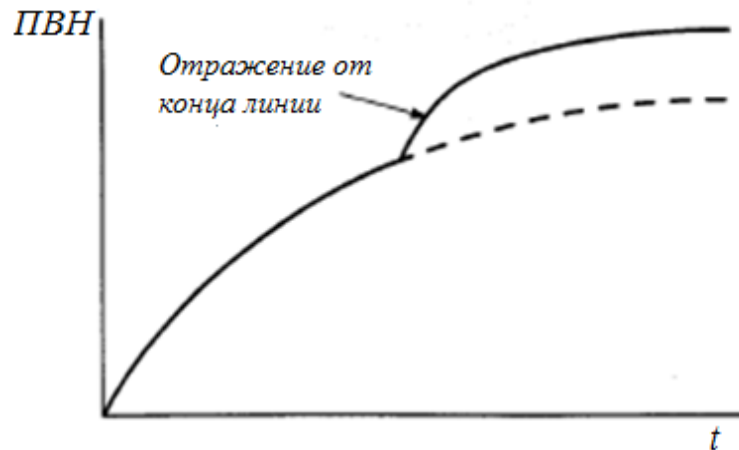


Рисунок 1.11. Экспоненциальная характеристика ПВН

Скорость нарастания восстанавливающихся напряжений  $S_{ПВН}$  можно определить следующим выражением [21]:

$$S_{ПВН} = Z_{эк} \cdot \frac{di}{dt}. \quad (1.15)$$

На рисунках 1.12 и 1.13 показаны однолинейная схема и схема замещения электрической сети к расчету скорости нарастания и пикового значения ПВН методом, основанным на экспоненциальной форме кривой.

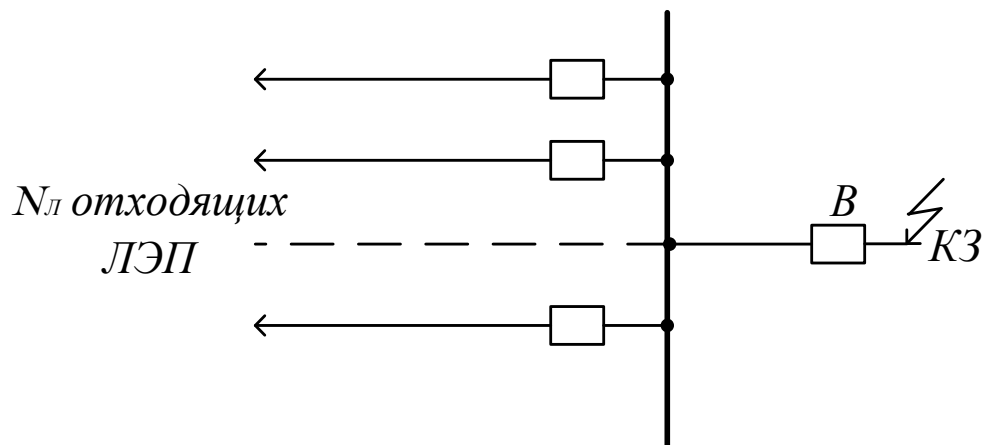


Рисунок 1.12. Однолинейная схема электрической сети

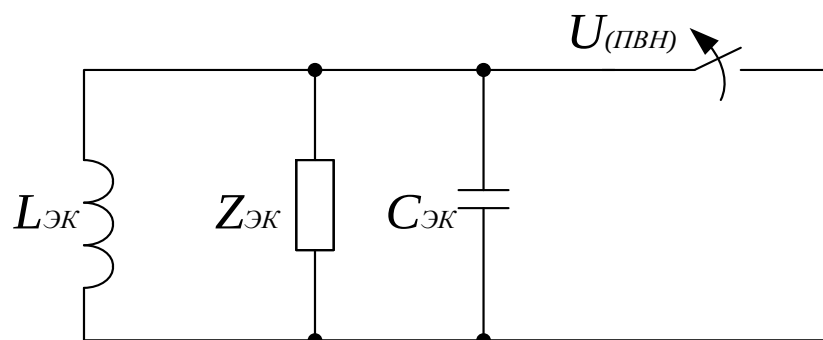


Рисунок 1.13. Схема замещения электрической сети к расчету ПВН

В цепях с параллельно включенными  $RLC$  элементами (рисунок 1.13) ПВН определяется следующим образом [14]:

$$U_{ПВН} = E_1 \cdot \left( 1 - e^{-\gamma t} \left( \cosh \beta t + \frac{\gamma}{\beta} \cdot \sinh \beta t \right) \right), \quad (1.16)$$

где  $E_1 = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot \omega \cdot L_{ЭК}$  – возвращающееся напряжение, или мгновенное значение напряжения основной частоты, к которому стремится восстанавливающееся напряжение в переходном процессе, кВ;

$$\omega = 2\pi f = 314 \text{ рад/с};$$

$I_{n0}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА;

$$\gamma = \frac{1}{2 \cdot Z_{ЭК} \cdot C_{ЭК}};$$

$$\beta = \sqrt{\gamma^2 - 1 / (L_{ЭК} \cdot C_{ЭК})}.$$

Если не учитывать значение  $C_{ЭК}$  в уравнении (1.16), то ПВН на выводах выключателя методом экспоненциальной формы кривой можно определить выражением [14]:

$$U_{ПВН} = E_1 \cdot (1 - e^{-t/\tau}), \quad (1.17)$$

$$\text{где } \tau = \frac{L_{ЭК}}{Z_{ЭК}}, \text{ с.}$$

Итак, скорость нарастания ПВН (1.15) примет следующий вид [21]:

$$\frac{dU_{ПВН}}{dt} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot \omega \cdot Z_{ЭК}. \quad (1.18)$$

Метод, основанный на одночастотной форме кривой ПВН (рисунок 1.14, а), применяется при эквивалентном волновом сопротивлении  $N_L$  линий, параллельно подключенных к сборным шинам ПС,  $Z_{\text{эк}}$ , больше критического сопротивления  $Z_K$  [18].

$$Z_{\text{эк}} > Z_K = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{L_{\text{эк}}}{C_{\text{эк}}}}. \quad (1.19)$$

На рисунке 1.14 показаны однолинейная схема электрической сети (а) и типичная одночастотная форма кривой ПВН (б).

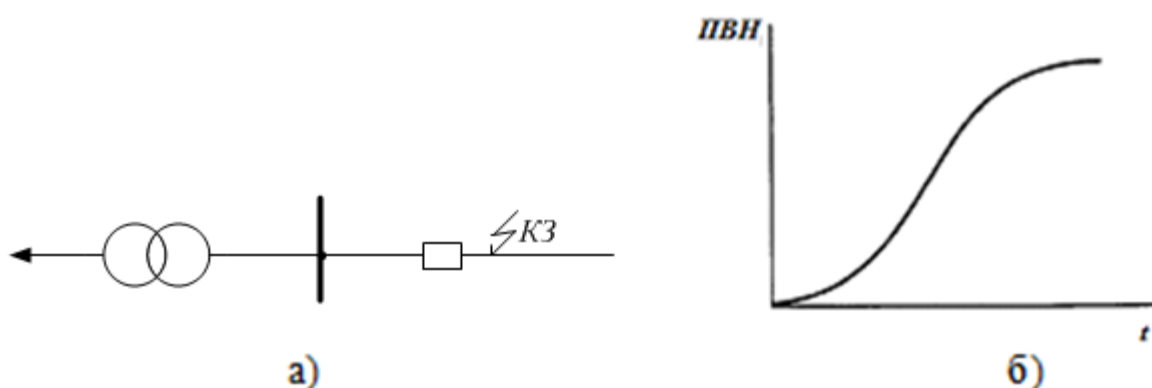


Рисунок 1.14. Однолинейная схема электрической сети (а) и типичная одночастотная форма кривой ПВН (б)

После размыкания контактов выключателя для одночастотной формы кривой ПВН (рисунок 1.13), можно записать следующее уравнение [14]:

$$E_1 \cdot \cos \omega t = L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \int i dt. \quad (1.20)$$

Используя прямое преобразование Лапласа

$$\cos \omega t = \frac{p}{p^2 + \omega^2},$$

уравнение (1.20) примет следующий вид:

$$E_1 \cdot \left( \frac{p}{p^2 + \omega^2} \right) = p L I_{n0} + \frac{I_{n0}}{pC}, \quad (1.21)$$

где  $p$  представляет собой оператор преобразования Лапласа

Определение тока  $I_{n0}$  выполняется по следующему уравнению:

$$I_{n0} = E_1 \cdot \left[ \frac{p}{p^2 + \omega^2} \right] \cdot \left[ \frac{pC}{p^2 LC + 1} \right]. \quad (1.22)$$

Переходное восстанавливающееся напряжение  $U_{ПВН}$  определяется по формуле:

$$U_{ПВН} = I_{n0} \cdot \left( \frac{1}{pC} \right). \quad (1.23)$$

Подставляя значение  $I_{n0}$  в приведенном выше уравнении (1.23), получим

$$U_{ПВН} = \frac{E_1}{LC} \cdot \left( \frac{p}{p^2 + \omega^2} \right) \left( \frac{1}{p^2 + \frac{1}{LC}} \right). \quad (1.24)$$

Полагая  $\sqrt{\frac{1}{LC}} = \omega_0$ ,

где  $\omega_0$  – собственная угловая скорость восстанавливающегося напряжения, рад/с.

Используя обратное преобразование Лапласа, уравнение (1.24) примет следующей вид:

$$U_{ПВН} = \frac{E_1}{LC} \cdot \left( \frac{\cos \omega t - \cos \omega_0 t}{\omega_0^2 - \omega^2} \right). \quad (1.25)$$

Так как  $\omega_0 \gg \omega$ , уравнение (1.25) для расчета ПВН методом, основанном на одночастотной форме кривой, можно записать следующим образом [15]

$$U_{ПВН} = E_1 \cdot (1 - \cos \omega_0 t). \quad (1.26)$$

Метод, основанный на пилообразной форме кривой ПВН (рисунок 1.15), используется при КЗ на ЛЭП на расстоянии нескольких километров от выключателя (неудаленное КЗ).

Первые испытания по отключающей способности ВВ по параметрам ПВН в режиме неудаленной КЗ были проведены в 1956 – 1958 годах в США, а также на ПС Метлен 380 кВ (Австрия), в лаборатории высокой мощности Фонтене (Франция) и в опытном электротехническом центре (Италия) с целью сравнения

результатов теоретических и экспериментальных исследований [18]. Первым опубликованным документом по неудаленным КЗ является работа авторов Скитс В.Ф., Титус С.Х., Вилсон В.Р., которая была представлена в апреле 1957 года и опубликована в феврале 1958 года в трудах Американского института инженеров электриков (AIEE) [22].

При возникновении КЗ на некотором расстоянии от выводов выключателей, всегда присутствует определенное сопротивление линии. Это сопротивление с одной стороны уменьшает тока КЗ, а с другой стороны является основой для поддержания некоторого напряжения в системе  $u_0$ . После отключения тока КЗ связанный электрический заряд освобождается и начинает распределяться равномерно по длине короткозамкнутой линии. Этот процесс можно представить, как независимое движение в противоположных направлениях двух косоугольных волн с максимальным напряжением  $u_0/2$ . Набегая до точки КЗ и на разомкнутый полюс выключателя, полуволны отражаются с коэффициентами, соответственно равными  $K_{om} = +1$  и  $K_{om} = -1$ . Этот процесс продолжается до тех пор, пока напряжение и ток не снизятся до нуля из-за потерь [14, 16].

Скорость нарастания составляющей восстанавливающегося напряжения со стороны линии на начальной стадии переходного процесса значительно больше, чем скорости нарастания составляющей восстанавливающегося напряжения со стороны источника энергии [15, 19, 32, 38]. Эта особенность характерна для сетей с номинальными напряжениями 110 кВ и выше и должна учитываться при выборе выключателей [21].

На рисунке 1.15 показаны однолинейная схема электрической сети (а) и типичная пилообразная форма кривой ПВН (б).

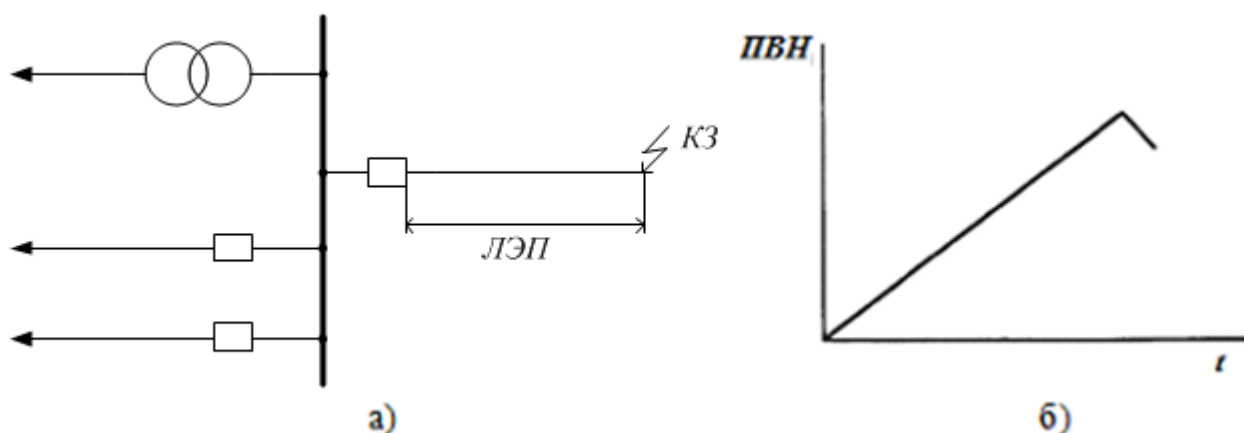


Рисунок 1. 15. Однолинейная схема электрической сети (а) и типичная пилообразная форма кривой ПВН (б)

На рисунке 1.16 показана однофазная схема при неудаленном КЗ, где ток КЗ ограничивается индуктивностью со стороны источника напряжения ( $X_c$ ) и со стороны линии ( $X_l$ ).

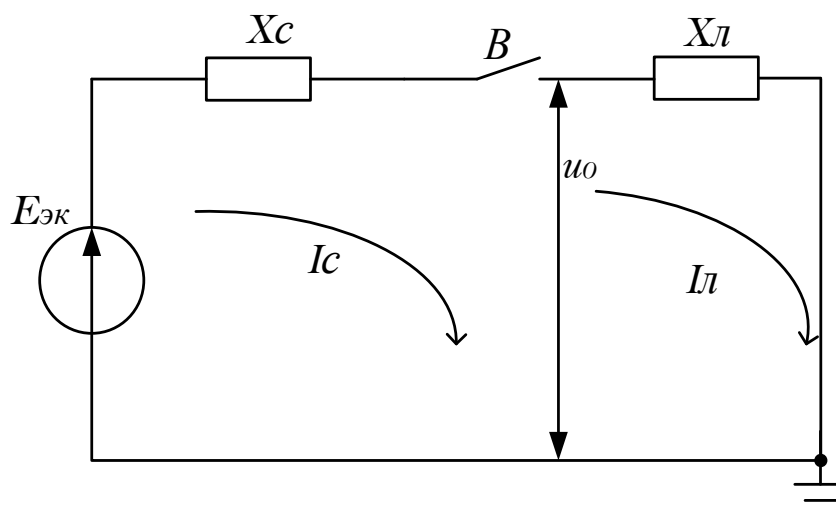


Рисунок 1.16. Однофазная схема при неудаленном КЗ

Как видно из рисунка 1.16, дополнительное сопротивление линии  $X_l$  приводит к уменьшению тока КЗ на ЛЭП.

$$I_{n0l} = \frac{E_{эк}}{\lambda \cdot X_l + X_c}, \quad (1.27)$$

где  $E_{эк}$  – эквивалентная ЭДС источника энергии, кВ;

$\lambda$  – расстояние от выключателя до места КЗ, км;

$X_l$  – индуктивное сопротивление линии до места КЗ, Ом;

$X_c$  – индуктивное сопротивление источника энергии, Ом.

Скорость нарастания ПВН со стороны линии в режиме неудаленного КЗ определяется выражением [21]:

$$\frac{du_{\lambda}}{dt} = S_{\lambda} = \frac{di}{dt} \cdot Z_{\text{эф}} = \sqrt{2} \cdot \omega \cdot I_{n0\lambda} \cdot Z_{\text{эф}}, \quad (1.28)$$

где  $u_{\lambda}$  – первое амплитудное значение составляющей ПВН со стороны ЛЭП, кВ;

$Z_{\text{эф}} = 450 \text{ Ом}$  – эффективное волновое сопротивление ЛЭП [12].

Время первого пика  $u_{\lambda}$  определяется следующим выражением [16]:

$$t_{\lambda} = \frac{2\lambda}{v}, \quad (1.29)$$

где  $v$  – скорость бегущих волн, км/с.

Вклад в ПВН со стороны линии определяется уравнением [18]:

$$u_{\lambda} = d \cdot u_0 = d \cdot \lambda \cdot X_{\lambda} \cdot I_{n0\lambda} \cdot \sqrt{2}, \quad (1.30)$$

где  $d = 1,6$  – коэффициент пика первого амплитудного значения ПВН [21].

Напряжение около выключателя (рисунок 1.16)  $u_0$  определяется уравнением:

$$u_0 = \lambda \cdot X_{\lambda} \cdot I_{n0\lambda} \cdot \sqrt{2}. \quad (1.31)$$

Характер изменения восстанавливающегося напряжения со стороны источника энергии зависит от эквивалентного волнового сопротивления, то есть при  $Z_{\text{ЭК}} > 0,5 \cdot \sqrt{L_{\text{ЭК}} / C_{\text{ЭК}}}$  характер ПВН примет одночастотный вид, а при  $Z_{\text{ЭК}} < 0,5 \cdot \sqrt{L_{\text{ЭК}} / C_{\text{ЭК}}}$  соответственно, экспоненциальный.

### 1.3. Уточнение границ применения методов расчета переходных восстанавливающихся напряжений на контактах высоковольтного выключателя при отключении тока короткого замыкания

Уточнение границ применения методов расчета, основанных на экспоненциальной, одночастотной и пилообразной формах кривых ПВН на

контактах ВВ при отключении токов КЗ, было выполнено на примере схемы электрической сети 110 кВ, представленной на рисунке 1.17.

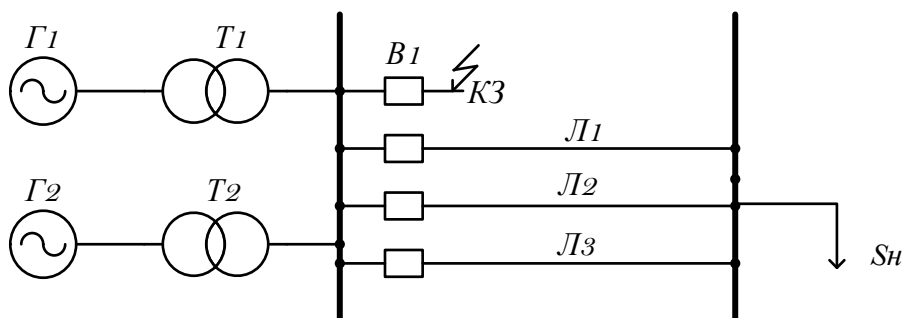


Рисунок 1.17. Исходная схема электрической сети 110 кВ

В качестве расчетного вида КЗ принято трехфазное КЗ. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на выводах выключателя принято равным  $I_{n0} = 24 \text{ кА}$ .

#### *А. Расчет параметров ПВН при коротком замыкании на выводах выключателя*

Индуктивность электрической сети  $L_c$  рассчитана исходя из значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ на выводах выключателя  $I_{n0} = 24 \text{ кА}$  при номинальном напряжении шин  $U_n = 110 \text{ кВ}$ :

$$L_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{n0} \cdot \omega_c} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 314} = 8,43 \text{ мГн}. \quad (1.32)$$

Используя формулу 1.9, определяем эквивалентную индуктивность цепи

$$L_{\text{эк}} = 1,5 \cdot L_c = 1,5 \cdot 8,43 = 12,645 \text{ мГн}.$$

Используя формулу 1.6, определяем эквивалентное волновое сопротивление ЛЭП

$$Z_{\text{эк}} = \frac{1,5 \cdot Z_1}{N_{\text{Л}}} = \frac{1,5 \cdot 450}{3} = 225 \text{ Ом}.$$

Для определения суммарной емкости электрической цепи необходимо определить количество электрооборудования, подключенного к шинам ПС. На рисунке 1.18 приведена однолинейная схема ПС 110/10 кВ для определения суммарной емкости электрической сети. Из рисунка 1.18 видно, что, что к сборным шинам ПС присоединены 2 силовых трансформаторов (ТДН – 63000/110), 7 элегазовых выключателей (ВГТ – УЭТМ – 110), 10 разъединителей (РПД – УЭТМ

110), 14 трансформаторов тока (ТРГ – УЭТМ – 110), 2 трансформатора напряжения (ЗНГ – УЭТМ – 110). Длина шин равна 100 м. Емкость электрооборудования, установленного на поврежденном присоединении, в расчетах не учитываются.

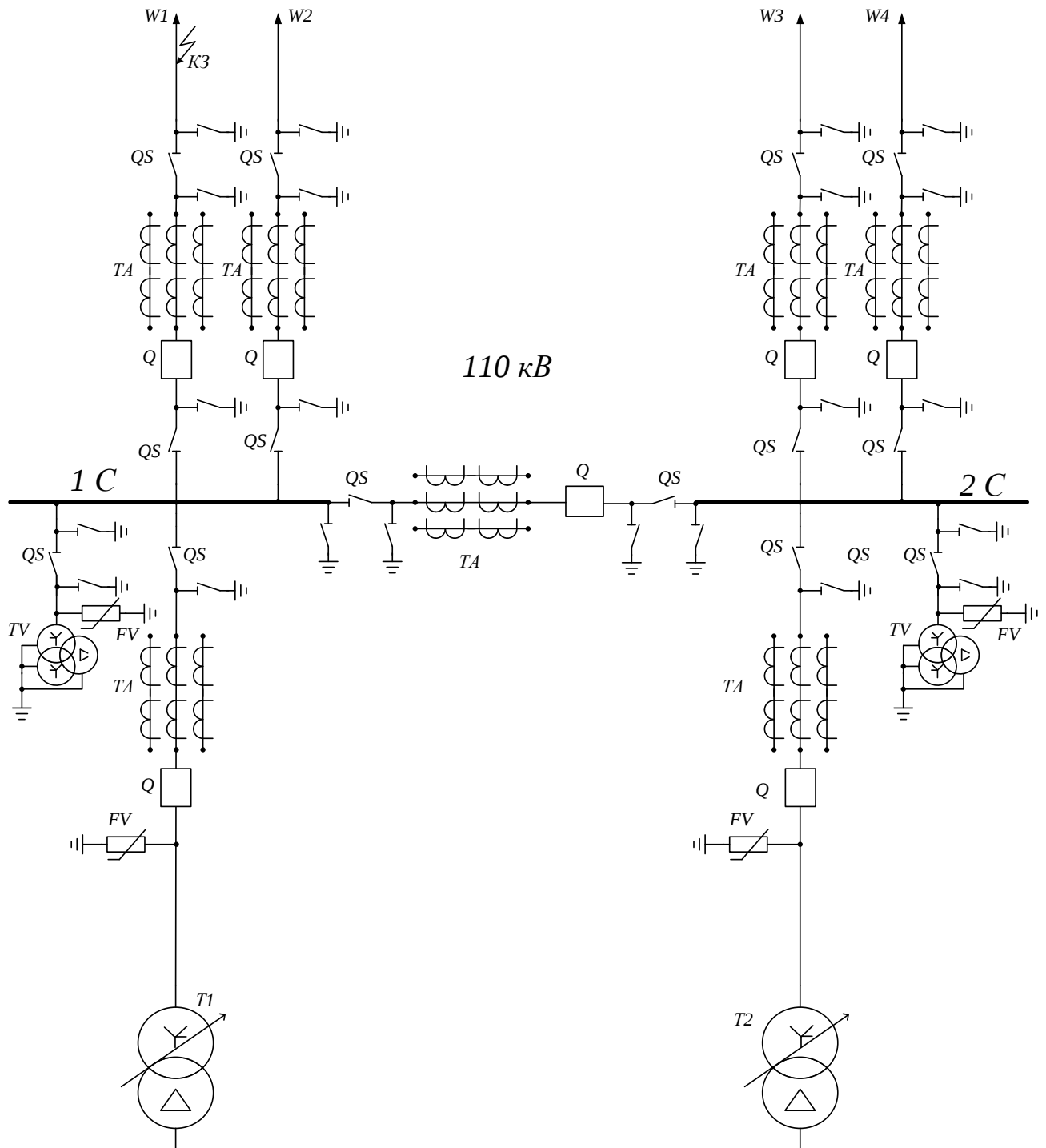


Рисунок 1.18. Однолинейная схема подстанции 110/10 кВ

Используя формулу (1.13), определяем суммарную емкость на землю  $C_{\Sigma 1}$  электрооборудования, подключенного к шинам ПС:

$$C_{\Sigma 1} = C_{\text{ш}} + 2 \cdot C_{CT} + 2 \cdot C_{TH} + 12 \cdot C_{TT} + 9 \cdot C_p + 6 \cdot C_B = 1 \cdot 10^{-9} + 2 \cdot 1 \cdot 10^{-9} + 2 \cdot 0,2 \cdot 10^{-9} + 12 \cdot 0,3 \cdot 10^{-9} + 9 \cdot 0,1 \cdot 10^{-9} + 6 \cdot 0,1 \cdot 10^{-9} = 8,5 \text{ нФ}.$$

Используя формулу (1.12), определяем эквивалентную емкость цепи

$$C_{\text{эк}}^{(3)} = \frac{C_{\Sigma 1}}{1,5} = \frac{8,5}{1,5} = 5,667 \text{ нФ}.$$

Поставляя значения эквивалентного волнового сопротивления ЛЭП, индуктивности и емкости цепи в формулу (1.5), определяем границы применения методов расчета ПВН при отключении тока КЗ на выводах выключателя.

$$Z_{\text{эк}} = 225 \text{ Ом} < Z_{\kappa} = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{12,645 \cdot 10^{-3}}{5,667 \cdot 10^{-9}}} = 1666 \text{ Ом}.$$

Как видно из результатов расчета, эквивалентное волновое сопротивление ЛЭП  $Z_{\text{эк}}$  меньше критического сопротивления цепи  $Z_{\kappa}$

$$Z_{\text{эк}} < Z_{\kappa}.$$

Исходя из выполнения этого условия, ПВН на контактах выключателя В1, определяется методом, основанным на экспоненциальной форме кривой.

Определяем отношение эквивалентной индуктивности цепи к эквивалентному волновому сопротивлению ЛЭП

$$\tau = \frac{L_{\text{эк}}}{Z_{\text{эк}}} = \frac{12,645 \cdot 10^{-3}}{225} = 56,2 \cdot 10^{-6} \text{ с}.$$

Используя формулу (1.17), определяем ПВН на контактах выключателя В1

$$U_{\text{ПВН}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot \omega \cdot L_{\text{эк}} \cdot \left(1 - e^{-t/\tau}\right) = \sqrt{2} \cdot 24 \cdot 314 \cdot 12,645 \cdot 10^{-3} \cdot \left(1 - e^{-t \cdot 10^6 / 56,2}\right).$$

Согласно ГОСТ Р 52565 – 2006 [11], отключение тока КЗ гарантируется при условии, что расчетная кривая ПВН в месте установки выключателя:

- не выходит за пределы условной граничной линии (рисунок 1.19, кривая 2);
- пересекает один раз линию запаздывания и вторично ее не пересекает (рисунок 1.19, кривая 3).

На рисунке 1.19 приведены расчетная экспоненциальная и нормированные (по ГОСТ Р 52565 – 2006) кривые ПВН на контактах элегазового выключателя при отключении тока КЗ, равного на 60% номинального тока отключения выключателя.

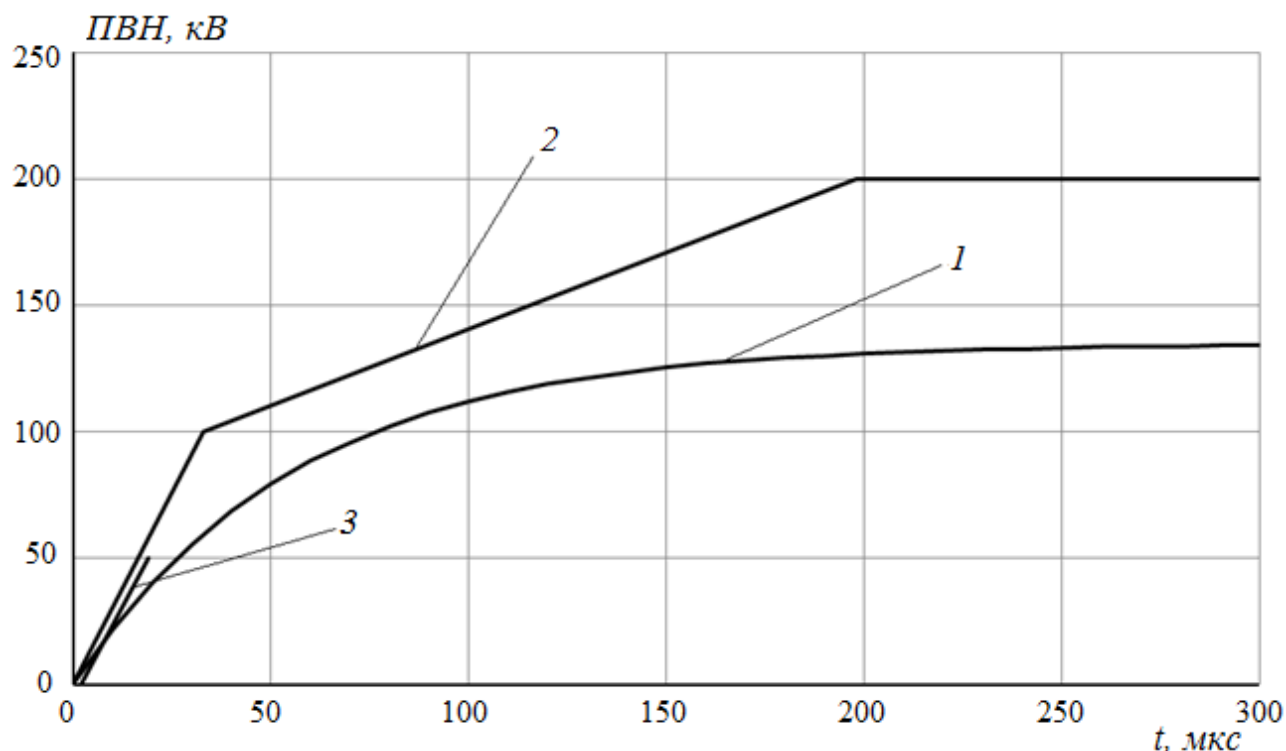


Рисунок 1.19. Расчетная экспоненциальная и нормированные кривые ПВН:

1 – Расчетная экспоненциальная кривая ПВН; 2 – Условная граничная линия ПВН; 3 – Линия запаздывания ПВН

Из рисунка 1.19 видно, что при КЗ на выводах выключателя расчетная экспоненциальная кривая ПВН не выходит за пределы условной граничной линии ПВН и лишь один раз пересекает линию запаздывания. Отсюда следует, что элегазовый выключатель с номинальным током отключения 40 кА успешно отключит тока трехфазного КЗ на выводах выключателя, равного 24 кА.

#### *Б. Расчет параметров ПВН при неудаленном КЗ*

При расчете ПВН, имеющего пилообразную форму кривой, расстояние от выключателя до точки КЗ, расположенной на воздушной ЛЭП принято равным 1 км (неудаленное КЗ). Дополнительное сопротивление ЛЭП  $X_d = 0,405 \text{ Ом}$ .

Используя формулу (1.27), определяем начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке, расположенной на ЛЭП

$$I_{n0.l} = \frac{E_{\text{эк}}}{\lambda \cdot X_l + X_c} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (1 \cdot 0,405 + 2,647)} = 20,81 \text{ кА},$$

где

$$X_c = L_c \cdot \omega = 8,43 \cdot 10^{-3} \cdot 314 = 2,647 \text{ Ом}.$$

Используя формулу (1.28), определяем скорость нарастания составляющей восстанавливающегося напряжения со стороны ЛЭП  $S_l$

$$S_l = \sqrt{2} \cdot \omega \cdot I_{n0.l} \cdot Z_{\text{эф}} = \sqrt{2} \cdot 314 \cdot 20,81 \cdot 450 = 4,16 \text{ кВ / мкс}.$$

Используя формулу (1.31), определяем напряжение около выключателя  $u_0$

$$u_0 = \lambda \cdot X_l \cdot I_{n0.l} \cdot \sqrt{2} = 1 \cdot 0,405 \cdot 20,81 \cdot \sqrt{2} = 11,92 \text{ кВ}.$$

Используя формулу (1.30), определяем составляющую восстанавливающегося напряжения со стороны ЛЭП  $u_l$

$$u_l = d \cdot u_0 = d \cdot \lambda \cdot X_l \cdot I_{n0.l} \cdot \sqrt{2} = 1,6 \cdot 1 \cdot 0,405 \cdot 20,81 \cdot \sqrt{2} = 19,1 \text{ кВ / мкс}.$$

Время первого пика составляющей восстанавливающегося напряжения со стороны ЛЭП  $t_l$  определяем следующим образом:

$$t_l = \frac{u_l}{S_l} = \frac{19,1}{4,16} = 4,59 \text{ мкс}.$$

Составляющую восстанавливающегося напряжения со стороны источника энергии определяем методом, основанном на экспоненциальной форме кривой ПВН, так как в данном случае (рисунок 1.17) эквивалентное волновое сопротивление ЛЭП меньше критического сопротивления цепи.

$$u_c = u_l \cdot (1 - e^{-t/\tau}) + u_0 = 77,89 \cdot (1 - e^{-t/56,2}) + 11,92,$$

где

$$u_l = U_n \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} - u_0 = 110 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} - 11,92 = 77,89 \text{ кВ};$$

$$\tau = \frac{L_c}{Z} = \frac{0,0843}{150} = 56,2 \text{ мкс};$$

$$Z = \frac{Z_{\text{эф}}}{N_{\text{л}}} = \frac{450}{3} = 150 \text{ Ом}.$$

На рисунке 1.20 приведены расчетная пилообразная и нормированные (по ГОСТ Р 52565 – 2006) кривые ПВН на контактах элегазового выключателя при отключении тока КЗ равного на 60% номинального тока отключения выключателя.

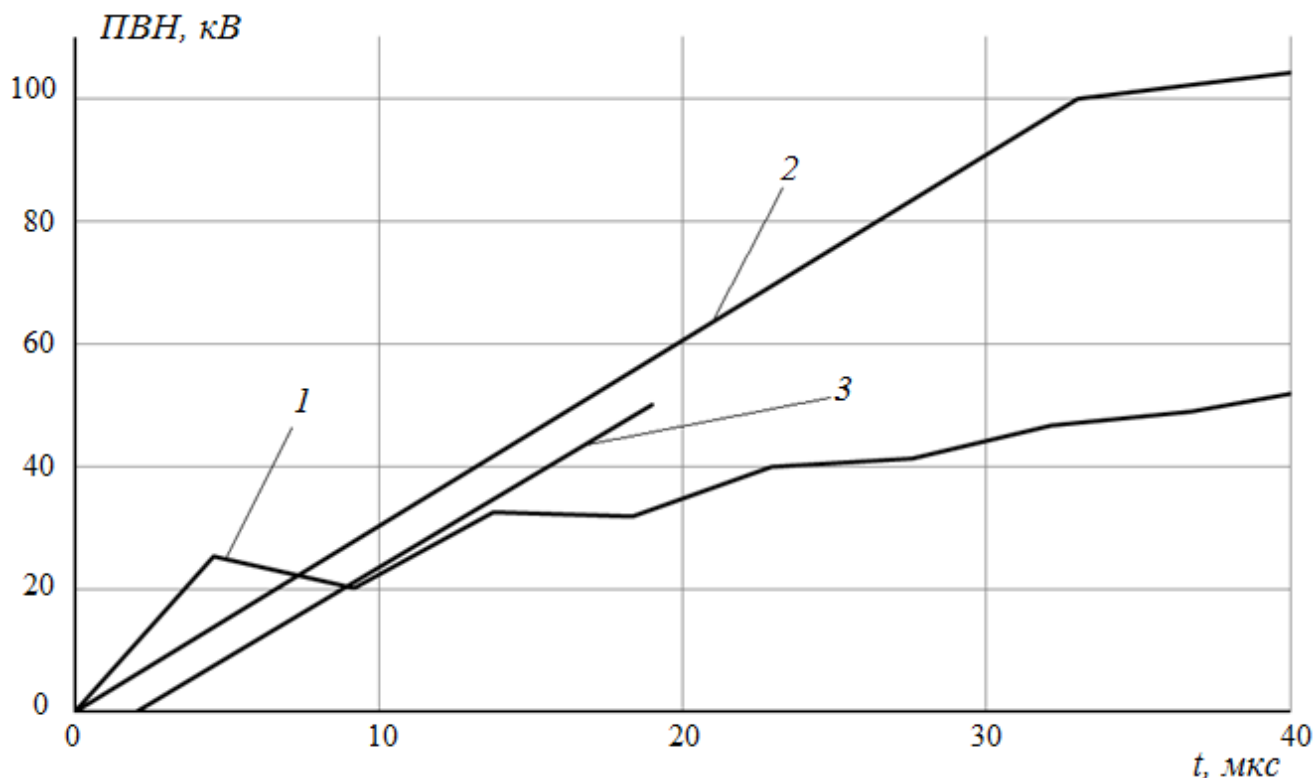


Рисунок 1.20. Расчетная пилообразная и нормированные кривые ПВН:

- 1 – Расчетная пилообразная кривая ПВН; 2 – Условная граничная линия ПВН;  
3 – Линия запаздывания ПВН

Из рисунка 1.20 видно, что при КЗ в точке, расположенной на ЛЭП на расстоянии 1 км от выключателя расчетная пилообразная кривая ПВН выходит за пределы условной граничной линии ПВН. При этом, соответственно, электрическая прочность межконтактного промежутка не успевает восстановиться, вследствие чего возможны повторные загорания дуги. Последствием трехфазного КЗ в рассматриваемой точке КЗ, расположенной на ЛЭП, может быть выход из строя выключателя [45].

Результаты расчетов переходных процессов – скоростей нарастания  $S$  и пиковых значений ПВН  $U_c$  при КЗ на выводах выключателя и КЗ в точке, расположенной на ЛЭП на расстоянии 1 км от выключателя, а также нормированные параметры ПВН, приведены в таблице 1.9. Расчетные значения, приведенные в таблице при различных формах кривых ПВН, получены численным методом обработки результатов. Пиковое значение ПВН определялось как максимальное напряжение на контактах выключателя, скорость нарастания ПВН –

как тангенс угла наклона касательной, проведенной из начала координат к кривой восстанавливающегося напряжения [35].

Таблица 1.9. Расчетные и нормируемые параметры ПВН при различных формах кривых ПВН

| Формы кривых ПВН | Расчетные параметры ПВН |                  | Нормируемые параметры ПВН по ГОСТР 52565 - 2006 |                  |
|------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------------------------|------------------|
|                  | $S, \text{кВ/мкс}$      | $U_c, \text{кВ}$ | $S, \text{кВ/мкс}$                              | $U_c, \text{кВ}$ |
| Экспоненциальная | 2,398                   | 134,76           | 3                                               | 200              |
| Пилообразная     | 5,486                   | 89,4             |                                                 |                  |

Из таблицы 1.9 видно, что пиковые значения ПВН  $U_c$  не являются определяющими параметрами, так как ни в одном из описанных выше случаев не превышают нормированных значений для данного выключателя. Также из таблицы 1.9 видно, что начальная скорость нарастания ПВН  $S$  при КЗ на ЛЭП (неудаленное КЗ) превышает нормированное значение. Поэтому в качестве расчетных точек КЗ в дальнейших расчетах в главе 4 приняты точки КЗ, расположенные на ЛЭП, т.е. на разных расстояниях от выключателя.

Большой вклад в методы расчета скорости нарастания и пикового значения ПВН на контактах выключателей при отключении токов КЗ внесли Акодис М.М, Корзун П.А, Хаммарлунд П., Склярский Ю.И., Васильев А.А., Крючков И.П., Челазнов А.А., Любарский Д.Р., Кадомская К.П., Воронин В.А., Усов С.В., Волков М.С, Омокеева А.А. [19, 63, 15, 16, 23,49, 54, 50, 64, 17, 24, 25].

В работах [15, 16, 19] рассматриваются методы расчета параметров ПВН на контактах выключателя при отключении различных видов КЗ в сложных системах, проанализированы основные схемы сетей, определяющие требования к ВВ, приводятся данные о параметрах ПВН в реальных сетях.

В работе [23] проведено определение основных закономерностей взаимодействия выключателей с отключаемой электрической сетью и на их основе разработаны математические модели и комплекс программ для расчета скорости

нарастания и пикового значения ПВН на контактах выключателей при отключении токов КЗ.

В работе [24] было рассмотрено влияние токоограничивающих реакторов, установленных в электрических сетях напряжением 110 – 220 кВ на параметры ПВН на контактах выключателя при отключении КЗ.

В работе [25] произведено сопоставительная оценка вакуумных и элегазовых генераторных выключателей, по параметрам ПВН при отключении КЗ, в условиях их применения на малых ГЭС.

Однако, в работах этих авторов не было уделено должного внимания уточнению границ применения методов расчета параметров ПВН, оценке влияния интегральных параметров узлов электрических сетей, оценке влияния параметров дугогасящих камер на определение критических значений удаленности КЗ на ЛЭП от ВВ, при которых возникают максимальные значения скорости нарастания ПВН, выбору средств уменьшения скорости нарастания ПВН на контактах выключателя при неудаленных КЗ. Поэтому данная работа посвящена исследованию именно этих вопросов.

### Выводы по главе

1. Выполнен обзор параметров основного электрооборудования ЭЭС РТ для разработки расчетной модели переходного процесса при КЗ в узлах с напряжениями 110, 220 и 500 кВ.

2. Проведен обзор нормативных документов по параметрам ПВН на контактах выключателей. Показано, что при проверке ВВ по отключающей способности по параметрам ПВН следует использовать именно тот стандарт, в соответствии с которым был изготовлен рассматриваемый выключатель. При выборе стандарта необходимо ориентироваться на дату производства выключателя.

3. Обзор существующих методов расчета параметров ПВН показал, что для уточнения расчетных условий, при которых могут возникать максимальные скорости нарастания и пиковые значения ПВН, необходимо обосновывать выбор метода расчета параметров ПВН.

4. Проведено уточнение границ применения методов расчета параметров ПВН на контактах ВВ при отключении тока трехфазного КЗ на примере ПС 110/10 кВ. Показано, что при КЗ на выводах выключателя, скорость нарастания ПВН определяемая методом, основанным на экспоненциальной форме кривой, не превышает нормированное значение, а при КЗ в точке, расположенной на ЛЭП на расстоянии 1 км от выключателя, скорость нарастания ПВН, определяемая методом, основанным на пилообразной форме кривой, в 1,83 раза превышает нормированное значение. Для выбора ВВ при проектировании и реконструкции электрических станций и ПС, рекомендуется определять параметры ПВН методом, основанном на пилообразной форме кривой.

5. Обоснована актуальность оценки соответствия отключающей способности высоковольтных выключателей токам КЗ и параметрам ПВН при проектировании и реконструкции ПС и электрических станций.

## Глава 2. РАЗРАБОТКА РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

### 2.1. Выбор программного обеспечения для разработки расчетной модели южной части энергосистемы Республики Таджикистан

При проектировании и реконструкции электрических сетей необходимо не только выполнять расчеты установившихся режимов, но и выполнять расчеты токов КЗ. Расчеты установившихся режимов и токов КЗ решаются разными подразделениями проектных институтов и энергетических компаний с использованием различных программных средств, такими как *RastrWin*, *APM CP3A*, *TK3 – 3000*, *V – VI – 50ПЗ*, *NEPLAN* и т.д. Это приводит к тому, что в подразделениях проектных институтов и энергетических компаний используются различные расчетные модели одной и той же электрической сети, что является источником ошибок и не соответствует принципам автоматизированного проектирования.

В отличие от программных комплексов *APM CP3A*, *TK3 – 3000* и *V – VI – 50ПЗ* в программном комплексе *NEPLAN* расчеты токов КЗ решаются на той же расчетной модели, что и расчеты установившихся режимов. В программном комплексе *NEPLAN* расчеты токов КЗ выполняются в специальном модуле «*Short Circuit*», а расчеты установившихся режимов – «*Loadflow*». Расчетная модель, которая используется для расчета токов КЗ, удовлетворяет самым жестким требованиям, предъявляемым к расчетам для выбора уставок релейных защит. Токи ветвей электрических сетей приводятся к своим номинальным напряжениям. Наряду с этим, учитываются точные значения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и изменения сопротивлений обмоток при переключении ответвлений РПН и ПБВ.

В настоящее время программный комплекс *NEPLAN* в рамках расчетов токов КЗ позволяет определять:

- Начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных КЗ, двухфазных КЗ, двухфазных КЗ на землю и однофазных КЗ;
- Начальные значения мощностей КЗ;
- Максимальные значения токов КЗ;
- Значения симметричных и несимметричных отключаемых токов КЗ;
- Значения апериодической составляющих токов КЗ в заданный момент времени;
- Значения термических токов КЗ.

Программный комплекс *NEPLAN* позволяет при заданной точке КЗ рассмотреть распределение токов по всем ветвям схемы, вывести в таблицу или на схему максимальные значения действующих токов КЗ.

Во время расчета токов двухфазного и однофазного КЗ на землю в заданной точке, схема замещения нулевой последовательности формируется автоматически на основе следующих факторов:

- Топологической структуры расчетной схемы;
- Информация о группе соединения обмоток трансформатора и режима его нейтрали;
- Информация о наличии и способе заземления грозозащитных тросов.

Что касается интерфейсов программных комплексов *APM CP3A*, *TK3 – 3000*, *V – VI – 50ПЗ* и *NEPLAN* для расчета токов КЗ, то здесь преимущество имеет *NEPLAN*. Интерфейс *NEPLAN* прост и интуитивно понятен. Окно программы и ее основное меню напоминают стандартное окно *Windows*, что позволяет даже неопытному пользователю быстро сориентироваться и начать работу. В первую очередь необходимо отметить преимущества *NEPLAN* перед *APM CP3A*, *TK3 – 3000* и *V – VI – 50ПЗ* при создании расчетной схемы.

Наличие в программном комплексе *NEPLAN* встроенной базы данных типового силового оборудования ЭЭС позволяет расходовать минимальное время

на ввод расчетной схемы электрической сети. Например, для ввода ветви, достаточно выбрать необходимый элемент в базе: марка провода, тип трансформатора и т.п. Кроме того, базу данных можно самостоятельно дополнять и редактировать.

При вводе ветвей и узлов в программном комплексе *NEPLAN* мгновенно отображаются номер узла и ветви, класс напряжения, тип элемента. Перечень параметров электрооборудования определяется пользователем и применяется для всей расчетной схемы одновременно, что обеспечивает однородность расчетной схемы.

В программных комплексах *APM CP3A*, *TK3 – 3000* и *V – VI – 50ПЗ* вывод параметров электрооборудования расчетной схемы выполняются вручную для каждого элемента. Эта особенность программных комплексов требует больших затрат времени.

Значительно различается и графический вид расчетных схем электрических сетей в рассматриваемых программах. В *APM CP3A*, *TK3 – 3000* и *V – VI – 50ПЗ* электрическая сеть представлена принципиальной схемой, в то время как в *NEPLAN* используется однолинейная схема соединений электрических элементов. Это делает расчетную схему наглядной и удобной для чтения.

Процесс обработки результатов расчетов (копирование в *Microsoft Word*, *Excel* и т.п.) в *APM CP3A*, *TK3 – 3000* и *V – VI – 50ПЗ* весьма трудоемок. При большом количестве исследуемых узлов и ветвей сложно избежать ошибок. В *NEPLAN* результаты расчетов могут быть представлены как в виде различных по содержанию таблиц, так и выведенных на чертеж расчетной модели. При этом полученные таблицы могут быть переданы автоматически в *Microsoft Excel* посредством заранее подготовленных шаблонов.

С учетом вышеперечисленных преимуществ программного комплекса *NEPLAN* швейцарской компании ВСП, расчетная модель южной части ЭЭС РТ для определения значений токов КЗ и оптимизирование СДС, была разработана именно в этом программном комплексе. Программный комплекс *NEPLAN* представляет

собой набор из 42 модулей, каждый из которых предназначен для решения конкретной задачи, например, расчета токов КЗ, надежности, оптимизация потоков мощности [31, 56]. *NEPLAN* является программным средством, применяемым во всем мире для сетевого планирования, моделирования и анализа и используется в более чем 80 странах мира и около 600 электрическими компаниями [44].

В программном комплексе *NEPLAN* уравнения для определения начальных действующих значений периодической составляющих токов КЗ зависят от типа КЗ:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ  $I_{n0}^{(3)}$  определяется по уравнению

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{\text{эк}}}{Z_1}. \quad (2.1)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ  $I_{n0}^{(1)}$  определяется по уравнению:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{\text{эк}}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}. \quad (2.2)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ  $I_{n0}^{(2)}$  определяется по уравнению:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{\text{эк}}}{Z_1 + Z_2}. \quad (2.3)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ  $I_{n0}^{(1,1)}$  на землю определяется по уравнению:

$$I_{n0}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{Z_2 \cdot Z_0}{(Z_2 + Z_0)^2}} \cdot \frac{E_{\text{эк}}}{\left( Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0} \right)}. \quad (2.4)$$

В вышеприведенных уравнениях (2.1 – 2.4) приняты следующие обозначения:

$E_{\text{эк}}$  – эквивалентная ЭДС, кВ;

$Z_1, Z_2, Z_0$  – полное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности электрической сети относительно точки КЗ, Ом.

## 2.2. Параметры электрооборудования южной части энергосистемы Республики Таджикистан

В качестве расчетной модели для определения токов КЗ в узлах ЭЭС РТ принимали южную часть, так как большая доля генерации мощности (гидроэлектростанции Нурек, Сангтуда 1, Сангтуда 2, Байпазинская, Головная и в числе теплоэлектростанции входят Душанбинский ТЭЦ1 и ТЭЦ2) находятся в этой части ЭЭС.

Расчет максимальных и минимальных токов КЗ производился на основе следующих допущений [4, 5]:

1. При симметричных КЗ составляется схема замещения прямой последовательности, а для несимметричных КЗ составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности;
2. Емкости линий, шунтирующих проводимостей и статических нагрузок, не учитываются.
3. Сопротивление дуги в месте КЗ не учитывается.
4. Тип КЗ и топология системы в момент КЗ остаются неизменными.
5. Все фазные напряжения генераторов, двигателей и эквивалентного источника напряжения в месте КЗ вводятся с коэффициентом  $c$ , значения которого в зависимости от номинального напряжения сети выбираются в соответствии с таблицей 2.1.

Таблица 2.1. Коэффициент напряжения  $c$

| $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$ | Множитель $c$ для расчета     |                              |
|-----------------------------|-------------------------------|------------------------------|
|                             | Максимальное значение тока КЗ | Минимальное значение тока КЗ |
| От 100 до 1000 В            | 1,05                          | 0,95                         |
| Свыше 1 кВ                  | 1,1                           | 1,0                          |

Для расчетов токов КЗ исходные данные являются основным фактором, от которого зависит точность и достоверность полученных результатов В расчетах использовались параметры электрооборудования действующих электростанций, подстанций, линий электропередачи и нагрузок ЭЭС РТ [30].

Параметры синхронных гидрогенераторов и турбогенераторов были получены из паспортных данных электростанций южной части ЭЭС РТ и электротехнических справочников.

В таблице 2.2 приведены параметры генераторов электростанций ЭЭС РТ.

Таблица 2.2. Параметры генераторов электростанций ЭЭС РТ

| Наименование электростанции | Количество генераторов | Тип генератора     | $S_{\text{ном}}$ , МВА | $U_{\text{ном}}$ , кВ | $\cos\varphi$ | $I_{\text{ном}}$ , кА | $x_d''$ , о.е |
|-----------------------------|------------------------|--------------------|------------------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|
| Нурекская ГЭС               | 9                      | ВГСВФ 940/235-30у4 | 394                    | 15,75                 | 0,85          | 14,5                  | 0,243         |
| Байпазинская ГЭС            | 4                      | СВ 1260/185-60УХЛ4 | 176                    | 15,75                 | 0,85          | 6,48                  | 0,24          |
| Сангтудинская ГЭС1          | 4                      | СВ 1260/182-60     | 186,1                  | 15,75                 | 0,9           | 6,82                  | 0,235         |
| Сангтудинская ГЭС2          | 2                      | СВ-850/190-40      | 137,5                  | 13,8                  | 0,8           | 5,75                  | 0,15          |
| Головная ГЭС                | 1-3                    | ВГС-850/135-56     | 43,75                  | 10,5                  | 0,8           | 2,41                  | 0,191         |
|                             | 4-6                    |                    | 56,25                  | 10,5                  | 0,8           | 3,09                  | 0,265         |
| Душанбинская ТЭЦ1           | 1-2                    | ТВС-30             | 37,5                   | 6,3                   | 0,8           | 3,44                  | 0,2           |
|                             | 3                      | ТВ-60-2            | 75                     | 10,5                  | 0,8           | 4,12                  | 0,2           |
|                             | 4                      | ТВФ-100-2          | 117,5                  | 10,5                  | 0,8           | 6,46                  | 0,2           |
| Душанбинская ТЭЦ2           | 2                      | 50WX18Z-047LLT     | 62,5                   | 10,5                  | 0,8           | 3,44                  | 0,162         |

Исходными данными для расчета параметров синхронных генераторов [26] являются: номинальное напряжение обмоток статора генератора  $U_{ном}$ , кВ; полная номинальная мощность генератора  $S_{ном}$ , МВА; коэффициент мощности  $\cos\varphi$ ; синхронное реактивное сопротивление  $x_d$ , %; переходное реактивное сопротивление  $x_d'$ , %; сверхпереходное реактивное сопротивление  $x_d''$ , %; реактивное сопротивление обратной последовательности  $x_{(2)}$ , %; реактивное сопротивление нулевой последовательности  $x_{(0)}$ , %.

Пример окна ввода данных синхронных машин в программе *NEPLAN* представлено на рисунке 2.1.

The screenshot shows the 'Синхронная машина' (Synchronous Machine) data entry window. The window has a title bar with a close button. Below the title bar are several tabs: 'Динамический', 'Эквивалентная цепь (D)', 'Насыщение (D)', and 'SIMPOW-Регулятор / Турбины'. Under these tabs are sub-tabs: 'Информация', 'Надежность', 'Еще...', and 'Данные пользователя'. The 'Данные пользователя' sub-tab is active, showing a 'Параметры' (Parameters) section. The parameters are organized into a grid with labels and input fields. The 'Имя' (Name) field contains 'ГН2'. The 'Наименование' (Designation) field contains 'Гидрогенератор'. The 'Ur .. кВ:' field contains '15,75'. The 'Sr.. МВА:' field contains '394'. The 'Pr.. МВт:' field contains '334,9'. The 'Cos(phi):' field contains '0,85'. The 'Ufмакс./Ufr:' field contains '1,3'. The 'pUr .. %:' field contains '0'. The 'xd нсщ. .. %:' field contains '131'. The 'xd' нсщ. .. %:' field contains '36,6'. The 'xd'' нсщ. .. %:' field contains '24,3'. The 'X/R:' field contains '0'. The 'RG.. Ом:' field contains '0'. The 'x(2) .. %:' field contains '85'. The 'x(0) .. %:' field contains '38'. The 'Ikк .. кА:' field contains '0'. The 'мю:' field contains '0'. There are checkboxes for 'Амортизационная обмотка' (checked) and 'Двигатель в соотв. с IEC/!' (unchecked). There is a checkbox for 'Генератор' (checked). The 'Тип ротора:' (Rotor type) dropdown menu is set to 'Явнополюсный'. The 'заземление' (Grounding) section has three radio buttons: 'прямое' (unchecked), 'полное сопрот.' (unchecked), and 'изолированно' (checked). The 'Стоимость выработки' (Production cost) section has three input fields: 'a .. Де./МВт?/ч:' (0), 'b .. Де./МВт/ч:' (0), and 'с .. Де./ч:' (0). The 'Множитель:' (Multiplier) field contains '1'. At the bottom of the window are buttons: 'Скопировать', 'Вставить', 'Библиотека', 'Экспорт', 'ОК', 'Отмена', 'Помощь', and 'Цвет'.

Рисунок 2.1. Окно ввода данных синхронного генератора

В расчетной модели *NEPLAN* реальный режим работы генераторов отражается PU – моделью, так как можно считать, что напряжение на выводах генератора не изменяется за счет действия автоматического регулирования возбуждения. Модель синхронного генератора для расчета токов КЗ показана на рисунок 2.2.

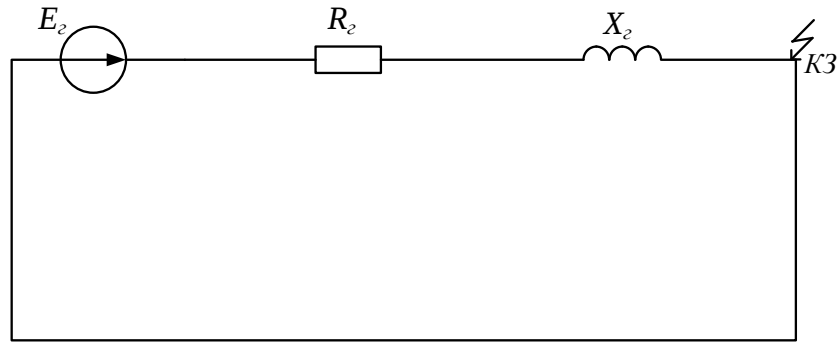


Рисунок 2.2. Модель синхронного генератора для расчёта КЗ

Активное  $R_2$  и индуктивное  $X_2$  сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности генератора рассчитываются следующим образом:

Прямая последовательность:

$$\begin{aligned} R_2 &= R_g; \\ X_2 &= \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

где параметр  $R_g$  устанавливается в функции от номинального напряжения  $U_{ном}$  и номинальной мощности генератора  $S_{ном}$  согласно стандарту IEC [4] ( $R_g$  диалоговое окно ввода данных используется только для расчета апериодической составляющей тока КЗ):

$$R_g = 0,05 \cdot x_d'' - \text{для } U_{ном} > 1 \text{ кВ и } S_{ном} > 100 \text{ МВА};$$

$$R_g = 0,07 \cdot x_d'' - \text{для } U_{ном} > 1 \text{ кВ и } S_{ном} < 100 \text{ МВА};$$

$$R_g = 0,15 \cdot x_d'' - \text{для } U_{ном} \leq 1 \text{ кВ};$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, %.

Обратная последовательность:

$$\begin{aligned} R_2 &= R_g; \\ X_2 &= \frac{x_{(2)}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

где  $x_{(2)}$  - индуктивное сопротивление обратной последовательности генератора, %.

Нулевая последовательность:

$$R_e = R_g;$$

$$X_{(0)} = \frac{x_{(0)}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}; \quad (2.7)$$

$$X_e = X_{(0)} + 3 \cdot X_e,$$

где  $x_{(0)}$  – индуктивное сопротивление нулевой последовательности генератора, %;

$X_e$  – индуктивное сопротивление заземления нулевой точки звезды, %.

Согласно [4] полное сопротивление  $Z_e = R_e + jX_e$  умножается на коэффициент  $K$ .

Если КЗ питается непосредственно от генератора без трансформатора, то коэффициент  $K$  определяется следующим образом:

$$K = \frac{U_n}{U_{ном} \cdot (1 + pU_{нг})} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_n}, \quad (2.8)$$

где  $U_n$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение генератора, кВ;

$c_{max}$  – максимальный коэффициент напряжения;

$pU_{нг}$  – отклонение конечного напряжения генератора от расчётного напряжения;

$\varphi_n$  – угол между током и напряжений.

Если в цепи генератора имеется трансформатор с наличием РПН, то коэффициент  $K$  определяется по формуле:

$$K = \frac{U_n^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{U_{BH}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + |x_d'' + x_m| \cdot \sin \varphi_n}, \quad (2.9)$$

где  $U_{HH}$  – низкое напряжение трансформатора, кВ;

$U_{BH}$  – высокое напряжение трансформатора, кВ;

$x_m$  – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом.

Если в цепи генератора имеется трансформатор без наличия РПН, то коэффициент  $K$  определяется следующим образом:

$$K = \frac{U_n}{U_{ном} \cdot (1 + pU_{н2})} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \cdot (1 \pm p_m) \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d^{//} \cdot \sin \varphi_n}, \quad (2.10)$$

где  $(1 \pm p_m)$  – используемое ответвление обмотки трансформатора для переключения без возбуждения.

В программном комплексе *NEPLAN* в расчетных моделях силовых трансформаторов, которые применяются в задачах, связанных с расчетом установившихся режимов схем электрических сетей, не учитываются емкостные связи между витками каждой из обмоток, между самими обмотками и обмотками и землей, а также не учитывается распределенность электрических и магнитных параметров [27].

В расчетной модели трансформатора были приняты параметры трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на электростанциях и подстанциях южной части ЭЭС РТ и электротехнических справочниках [26].

Исходными данными для расчета параметров силовых трансформаторов в расчетной модели являются: номинальная мощность трансформатора  $S_{ном}$ , МВА; номинальное напряжение со стороны высокого напряжения  $U_{BH}$ , кВ; номинальное напряжение со стороны среднего напряжения  $U_{CH}$ , кВ; номинальное напряжение со стороны низкого напряжения  $U_{HH}$ , кВ; мощность короткого замыкания  $P_{кз}$ , кВт; мощность холостого хода  $P_{xx}$ , кВт; напряжение короткого замыкания  $U_{кз}$ , %; ток холостого хода  $I_{xx}$ , %; наличие РПН.

Номинальные мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на ПС южной части ЭЭС РТ, следующие:

- ПС 110/10(6):  $S_{ном} = 2,5; 6,3; 10; 16; 25$  МВА;
- ПС 110/35/10(6):  $S_{ном} = 6,3; 10; 16; 25; 40$  МВА;
- ПС 220/35/10(6):  $S_{ном} = 25; 40$  МВА;
- ПС 220/110/10(6):  $S_{ном} = 63; 125; 200$  МВА;
- ПС 500/220/10(6):  $S_{ном} = 3 \cdot 167; 3 \cdot 267$  МВА.

В таблице 2.3 приведены технические данные трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на ПС южной части ЭЭС РТ.

Таблица 2.3. Технические данные трансформаторов и автотрансформаторов ПС южной части ЭЭС РТ

| Тип                      | S <sub>ном</sub> ,<br>МВА | U <sub>ном</sub> обмоток, кВ |      |                                    | U <sub>к</sub> , % |      |      | ΔP <sub>к</sub> , кВт | P <sub>х</sub> , кВт | I <sub>х</sub> , % |
|--------------------------|---------------------------|------------------------------|------|------------------------------------|--------------------|------|------|-----------------------|----------------------|--------------------|
|                          |                           | ВН                           | СН   | НН                                 | В-С                | В-Н  | С-Н  |                       |                      |                    |
| ТМН-2500/110             | 2,5                       | 110                          | -    | 6,6; 11                            | -                  | 10,5 | -    | 22                    | 5,5                  | 1,5                |
| ТМН-6300/110             | 6,3                       | 115                          | -    | 6,6; 11                            | -                  | 10,5 | -    | 44                    | 11,5                 | 0,8                |
| ТДН-10000/110            | 10                        | 115                          | -    | 6,6; 11                            | -                  | 10,5 | -    | 60                    | 14                   | 0,7                |
| ТДН-16000/110            | 16                        | 115                          | -    | 6,5; 11                            | -                  | 10,5 | -    | 85                    | 19                   | 0,7                |
| ТРДН-25000/110           | 25                        | 115                          | -    | 6,3-6,3;<br>6,3-10,5;<br>10,5-10,5 | -                  | 10,5 | -    | 120                   | 27                   | 0,7                |
| ТМТН-6300/110            | 6,3                       | 115                          | 38,5 | 6,6; 11                            | 10,5               | 17   | 6    | 58                    | 14                   | 1,2                |
| ТДТН-10000/110           | 10                        | 115                          | 38,5 | 6,6; 11                            | 10,5               | 17   | 6    | 76                    | 17                   | 1,1                |
| ТДТН-16000/110           | 16                        | 115                          | 38,5 | 6,6; 11                            | 10,5               | 17,5 | 6,5  | 100                   | 23                   | 1,0                |
| ТДТН-25000/110           | 25                        | 115                          | 38,5 | 6,6; 11                            | 10,5               | 17   | 6    | 140                   | 31                   | 0,7                |
| ТДТН-40000/110           | 10                        | 115                          | 38,5 | 6,6; 11                            | 10,5               | 17   | 6    | 200                   | 43                   | 0,6                |
| ТДТН-25000/220           | 25                        | 230                          | 38,5 | 6,6; 11                            | 12,5               | 20   | 6,5  | 135                   | 50                   | 1,2                |
| ТДТН-40000/220           | 25                        | 230                          | 38,5 | 6,6; 11                            | 12,5               | 22   | 9,5  | 200                   | 55                   | 1,1                |
| АТДЦТН-<br>63000/220/110 | 63                        | 230                          | 121  | 6,6; 11                            | 11                 | 35,7 | 21,9 | 215                   | 45                   | 0,5                |

Продолжение таблицы 2.3.

|                           |     |     |     |         |      |    |      |     |     |      |
|---------------------------|-----|-----|-----|---------|------|----|------|-----|-----|------|
| АТДЦТН-<br>125000/220/110 | 125 | 230 | 121 | 6,6; 11 | 11   | 45 | 28   | 305 | 65  | 0,5  |
| АТДЦТН-<br>200000/220/110 | 200 | 230 | 121 | 6,6; 11 | 11   | 32 | 20   | 430 | 125 | 0,5  |
| АОДЦТН-<br>167000/500/220 | 167 | 500 | 230 | 11      | 11   | 35 | 21,5 | 325 | 125 | 0,4  |
| АОДЦТН-<br>267000/500/220 | 267 | 500 | 230 | 10,5    | 11,5 | 37 | 23   | 490 | 150 | 0,35 |

Модели силовых трансформаторов для расчётов установившихся режимов и КЗ различны.

На рисунке 2.3 показана модель трансформатора для расчёта установившихся режимов.

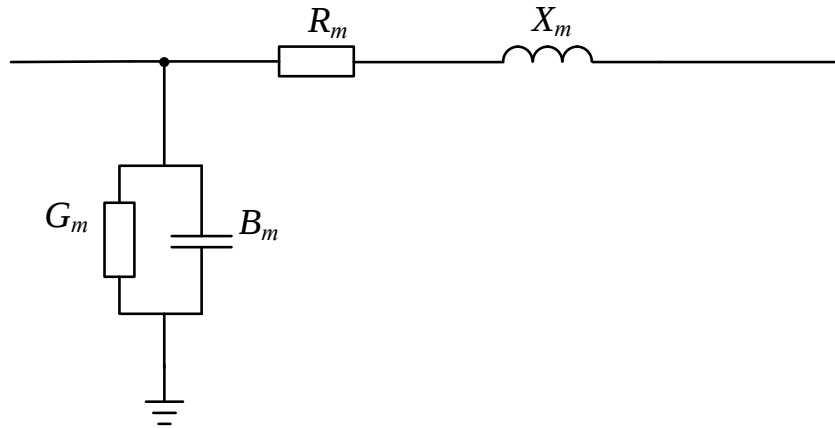


Рисунок 2.3. Модель силового трансформатора для расчёта установившихся режимов

Параметры модели силового трансформатора для расчёта установившихся режимов рассчитываются следующим образом:

$$\begin{aligned} Z_m &= \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}}; \\ R_m &= \frac{P_{кз} \cdot U_{BH}^2}{S_{ном}^2}; \\ X_m &= \sqrt{(Z_m^2 - R_m^2)}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} G_m &= \frac{P_{xx}}{U_{BH}^2}; \\ B_m &= \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{BH}^2}; \\ Y_m &= G_m - jB_m, \end{aligned} \quad (2.12)$$

где  $G_m$  – активная проводимость трансформатора, См;

$B_m$  – реактивная проводимость трансформатора, См;

$Y_m$  – полная проводимость трансформатора, См.

На рисунке 2.4 показана модель трансформатора для расчёта КЗ.

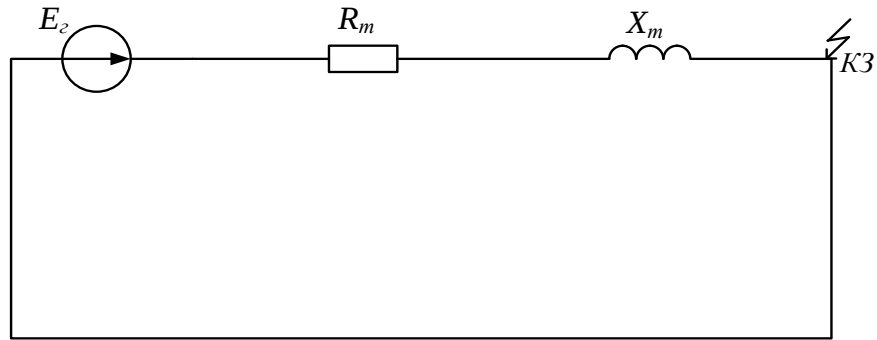


Рисунок 2.4. Модель трансформатора для расчёта КЗ

Для расчётов КЗ в программном комплексе *NEPLAN* согласно стандартам ИЕС полное сопротивление  $Z$  умножается на коэффициент  $K$ :

Если трансформатор является понижающим, то

$$K = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot X_m}; \quad (2.13)$$

или

$$K = \frac{U_n}{U_b} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + X_m \cdot (I_b / I_{\text{ном}}) \cdot \sin \varphi_b}, \quad (2.14)$$

где  $U_b$  – наибольшее рабочее напряжение до возникновения КЗ, кВ;

$I_b$  – наибольший рабочий ток до возникновения КЗ, кА;

$\varphi_b$  – угол коэффициента мощности до возникновения КЗ.

Как правило, элементы ЭЭС являются трехфазными устройствами переменного тока, и ЛЭП соответственно имеет три фазы, которые присоединяются к другим трехфазным устройствам системы, например, повышающим и понижающим трансформаторам. Также трехфазная система имеет нейтраль  $N$ , которая технически может отсутствовать, но токи утечки и емкостные токи в линии могут моделироваться посредством введения нейтральной точки. Соединение обмоток трансформаторов в звезду дает нейтральные точки трехфазной системы, которые могут иметь соединение с землей (заземление) [27].

Исходными данными для расчета параметров ЛЭП являются [28]: длина  $l$ , км; удельные активные и индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательности  $r_0$  и  $x_0$ , Ом/км; удельная активная проводимость  $g_0$ , См/км;

удельная реактивная проводимость  $b_0$ , См/км; максимальный рабочий ток  $I_{max}$ , А; сечение проводов  $Q$ , мм<sup>2</sup>; максимальная допустимая температура проводов  $T$ , °С.

На рисунке 2.5 показана модель ЛЭП для расчетов установившегося режима и токов КЗ.

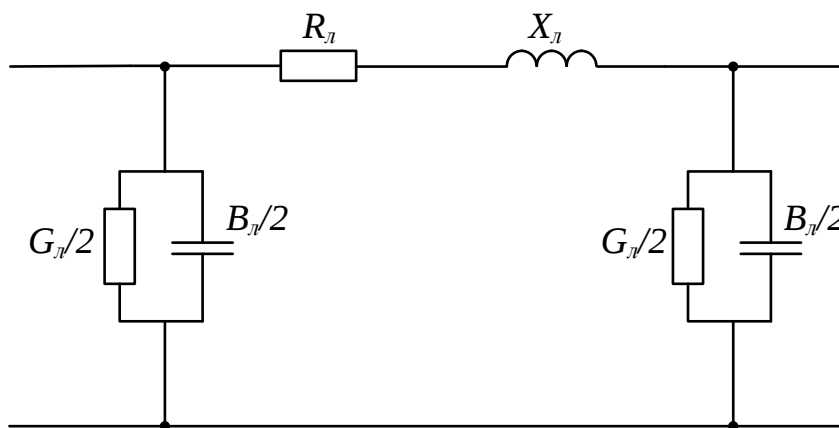


Рисунок 2.5. Модель ЛЭП для расчета установившихся режимов и токов КЗ

Активное и индуктивное сопротивления ЛЭП  $R_l$  и  $X_l$ , активная и реактивная проводимости ЛЭП  $G_l$  и  $B_l$  прямой последовательности определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} R_l &= r_0 \cdot l; \\ X_l &= x_0 \cdot l; \\ G_l &= g_0 \cdot l; \\ B_l &= b_0 \cdot l. \end{aligned} \quad (2.15)$$

Активное и индуктивное сопротивления ЛЭП  $R_l$  и  $X_l$  нулевой последовательности определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} R_{l(0)} &= k \cdot r_0 \cdot l; \\ X_{l(0)} &= k \cdot x_0 \cdot l. \end{aligned} \quad (2.16)$$

где  $k = 3$  – отношение  $x_0/x_1$  [9].

Для анализа установившихся режимов электрических систем необходимы значения активной и реактивной мощностей нагрузки. Физическая природа потребления активной и реактивной мощности электрической нагрузки зависят от подведенного напряжения и частоты в электрической системе. Такие зависимости называются статическими характеристиками нагрузок по частоте и напряжению.

В расчетах установившихся режимов при моделировании электрических нагрузок учет статических характеристик по напряжению можно считать наиболее точным способом учета потребляемой мощности нагрузки. Однако, для получения действительных статических характеристик требуются экспериментальные исследования, а для подбора типовых статических характеристик должен быть известен состав нагрузки, который может сильно изменяться во времени.

Учитывая эти трудности можно использовать самую простую модель нагрузки:  $P = const$ ;  $Q = const$  [27].

В программе *NEPLAN* для расчета токов КЗ электрическая нагрузка учитывается, только если используется метод наложения, но не для нормативов IEC и ANSI. Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности электрических нагрузок учитываются при расчете токов КЗ по методу наложения. В ином случае они не рассматриваются. Модель электрической нагрузки представляется сопротивлениями, которые показаны на рисунок 2.6.

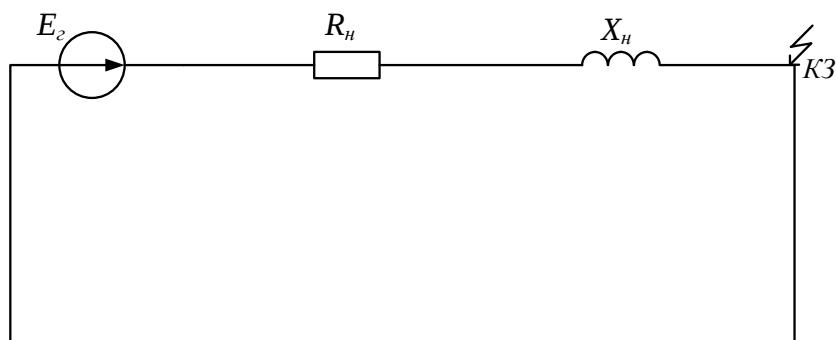


Рисунок 2. 6. Модель электрической нагрузки для расчёта КЗ методом наложения

Параметры модели электрической нагрузки рассчитываются следующим образом:

$$R_n = \frac{P \cdot U_{наг}^2}{(P^2 + Q^2)}; \quad (2.17)$$

$$X_n = \frac{Q \cdot U_{наг}^2}{(P^2 + Q^2)}.$$

Для разработки расчетной модели южной части ЭЭС РТ в программном комплексе *NEPLAN* использовались данные, полученные от эксплуатирующей

энергетической компании ОАХК «Барки Точик». В качестве балансирующего узла принят узел 500 кВ Нурекской ГЭС.

Общие характеристики расчетной модели южной части ЭЭС РТ для определения значений токов КЗ в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ, разработанной в программном комплексе *NEPLAN* приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Общие характеристики расчетной модели южной части ЭЭС РТ для определения значений токов КЗ в узлах высокого напряжения

| Наименование параметра                             | Значение, шт. |
|----------------------------------------------------|---------------|
| Число балансирующего узла (системы)                | 1             |
| Число узлов                                        | 503           |
| Число гидрогенераторов                             | 24            |
| Число турбогенераторов                             | 6             |
| Число трансформаторов                              | 213           |
| Число линии электропередач                         | 266           |
| Число нагрузок                                     | 164           |
| Число секционных и шиносоединительных выключателей | 92            |

Результаты расчетов трехфазных и однофазных КЗ в узлах высокого напряжения южной части ЭЭС РТ, определенных с помощью расчетной модели, разработанной в программном комплексе *NEPLAN*, приведены в **ПРИЛОЖЕНИИ 1**.

Расчетная модель южной части ЭЭС РТ для определения значений токов КЗ в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ, разработанная в программном комплексе *NEPLAN*, представлена на рисунке 2.7.

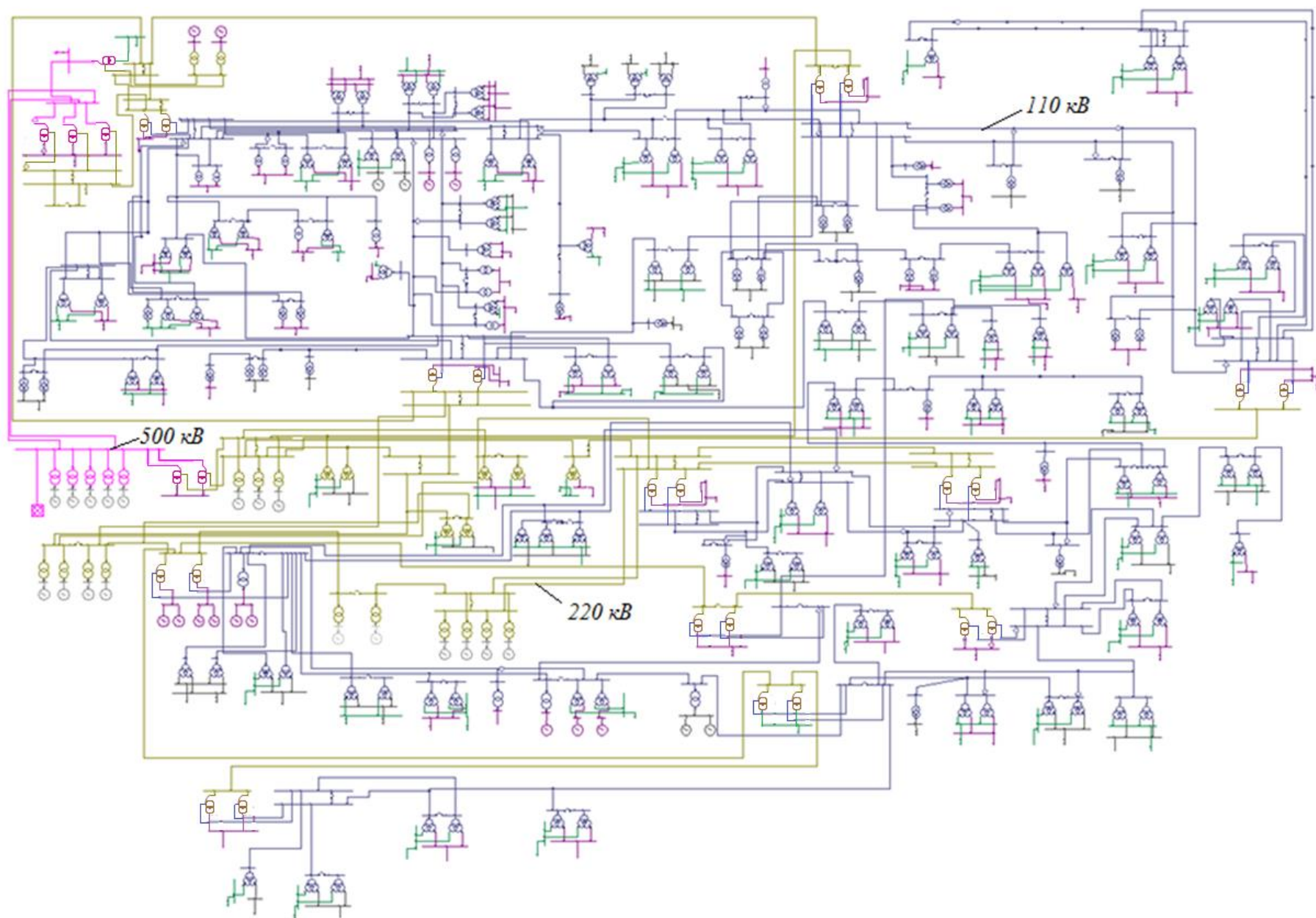


Рисунок 2.7. Расчетная модель южной части ЭЭС РТ

### 2.3. Верификация расчетной модели

В данной работе расчетная модель южной части ЭЭС РТ для определения значений токов КЗ, разработана в программном комплексе *NEPLAN*. Результаты расчетов токов КЗ в 155 узлах электрических сетей 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ определены с помощью программного комплекса *NEPLAN* и приведены в **ПРИЛОЖЕНИЕ 1**.

Начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в 16 узлах ЭЭС РТ, по данным регистров аварийных событий и микропроцессорных терминалов релейных защит, которыми располагает эксплуатирующая энергетическая компания ОАХК «Барки Точик», приведены в **ПРИЛОЖЕНИИ 2**.

Верификация начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ, определенных с помощью расчетной модели, с начальными действующими значениями периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ, полученными от отдела релейной защиты и автоматики эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик», приведены в таблице 2.5 [29].

Таблица 2.5. Начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в южной части ЭЭС РТ

| Напряжение сети,<br>кВ | Токи КЗ                                     |                           |                                 |                           |
|------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|---------------------------------|---------------------------|
|                        | Расчетные с<br>использованием <i>NEPLAN</i> |                           | Данные от ОАХК «Барки<br>Точик» |                           |
|                        | $I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$                   | $I_{n0}^{(1)}, \text{кА}$ | $I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$       | $I_{n0}^{(1)}, \text{кА}$ |
| 110                    | 20,302                                      | 23,523                    | 17,24                           | 20,434                    |
| 220                    | 26,503                                      | 29,895                    | 27,515                          | 34,769                    |
| 500                    | 13,22                                       | 15,4                      | 13,8                            | 17,28                     |

Из таблицы 2.5 видно, что начальные действующие значения периодической составляющей тока трехфазных и однофазных КЗ, полученных с

помощью разработанной расчетной модели в программном комплексе *NEPLAN* и начальные действующие значения периодической составляющей тока трехфазных и однофазных КЗ, по данным эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик», имеют небольшие расхождения. Погрешность начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных КЗ на шинах 110 кВ составила 15,1%, на шинах 220 кВ - 3,7%, на шинах 500 кВ – 4,2%. Погрешность начальных действующих значений периодической составляющей токов однофазных КЗ на шинах 110 кВ составила 13,1%, на шинах 220 кВ - 14%, на шинах 500 кВ – 10,9%.

Эти погрешности объясняются тем, что при разработке расчетной модели в программном комплексе *NEPLAN* были учтены суммарные установленные мощности электростанций и не были учтены взаимоиндукции воздушных ЛЭП, проходящих в общих коридорах с учетом геометрии подвески проводов на опорах.

### Выводы по главе

1. Показаны преимущества программного комплекса *NEPLAN* перед другими аналогичными программными комплексами для расчетов токов КЗ, выбора и проверки выключателей по отключающей способности.

2. Разработана расчетная модель южной части ЭЭС РТ с помощью программного комплекса *NEPLAN*, позволяющая определить токи КЗ в 115 узлах напряжением 110 кВ, в 37 узлах напряжением 220 кВ и в 3 узлах напряжением 500 кВ.

3. В расчетной модели использовались параметры электрооборудования электростанций, подстанций, линий электропередачи, нагрузок южной части ЭЭС РТ и были приняты следующие допущения:

- в качестве балансирующего узла для действующей южной части ЭЭС РТ принят один генератор гидроэлектростанции Нурек суммарной мощностью 394 МВА, который подключен к шине ОРУ – 500 кВ;
- у синхронных генераторов отсутствуют потери в стали, воздушный зазор равномерен, магнитная проводимость одинакова и распределение магнитного поля в воздушном зазоре синусоидальное;
- статические нагрузки в расчетной модели приняты равными 50 % (в связи с отсутствием данных о статических нагрузках) от мощности трансформаторов подстанций и представлены в виде неизменной полной мощности  $S$  и коэффициента мощности  $\cos\varphi$ ;
- в трансформаторах не учитываются емкостные связи между витками каждой из обмоток, между самими обмотками и между обмотками с землей, а также распределенность электрических и магнитных параметров;
- емкость между фазами и землей на ЛЭП не учитывается в расчете токов КЗ.

4. Произведена верификация начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ, определенных с помощью расчетной модели, с начальными действующими значениями периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ, по данным отдела релейной защиты и автоматики эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик». Показано, что минимальное расхождение составило 3,7 %, максимальное расхождение составляет 15,1 %.

### **Глава 3. ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ТОКАМ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ**

#### **3.1. Оценка соответствия отключающей способности выключателей южной части энергосистемы Республики Таджикистан начальным действующим значениям периодической составляющей токов короткого замыкания**

При проектировании, модернизации и реконструкции электрических станций, ПС и электрических сетей ЭЭС требуется системный подход к вопросам выбора и оптимизации схем электрических станций, ПС и электрических сетей, технико – экономического обоснования принимаемых решений по обеспечению надежности работы всех электрооборудований ЭЭС. Каждое электрооборудование должно надежно работать не только в условиях нормальных режимов, но и в условиях аварийных режимов, в том числе и при КЗ. Поэтому проверка электрооборудования на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ, а коммутационных аппаратов и на отключающую способность при КЗ, является необходимым условием бесперебойного функционирования электрооборудования.

Основными причинами повреждения электрооборудования, в том числе высоковольтных выключателей, являются КЗ. Анализ статистических данных энергосистем показывают, что 60 – 80 % отказов электрооборудования происходят из – за КЗ [6].

Расчет начальных действующих значений периодической составляющей тока КЗ в узлах с напряжениями 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ был выполнен в разработанной расчетной модели в программном комплексе *NEPLAN* (рисунок 2.7).

На рисунке 3.1 приведены количество узлов 110, 200 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ.

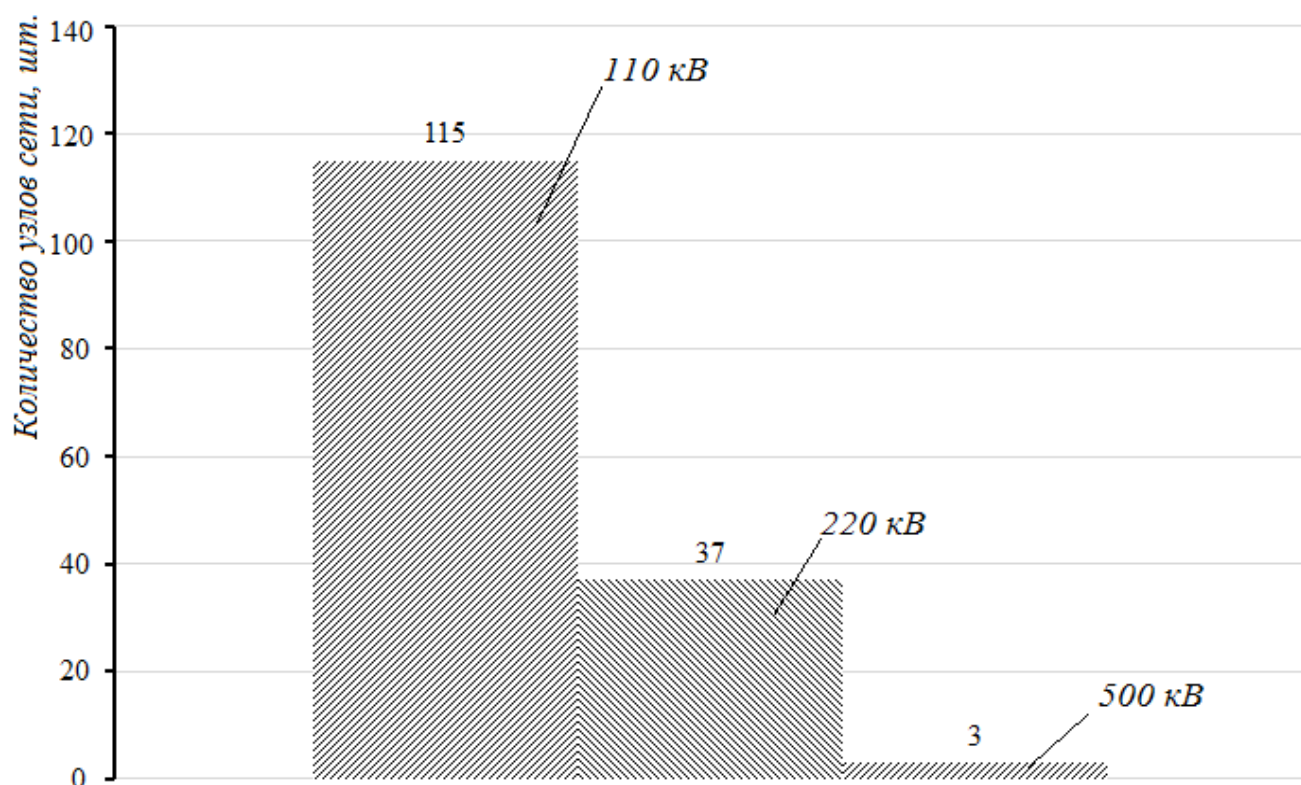


Рисунок 3.1. Гистограмма узлов высокого напряжения южной части ЭЭС РТ

Расчет начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в разработанной расчетной модели в программном комплексе *NEPLAN* выполнен на основе метода, рекомендуемого стандартом IEC 60909 [4]. Этот метод позволяет обеспечить приемлемое соответствие результатов расчетов требованиям используемых в России методов [31], в частности стандарту ГОСТ Р 52735 – 2007 [43].

Как видно из рисунка 3.1 количество узлов (в качестве точек КЗ были приняты шины ПС) электрических сетей 110 и 220 кВ намного больше, чем число узлов 500 кВ. Поэтому начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в этих узлах приведены в виде графиков (рисунки 3.2 и 3.3), а в узлах 500 кВ приведены в таблице 3.1.

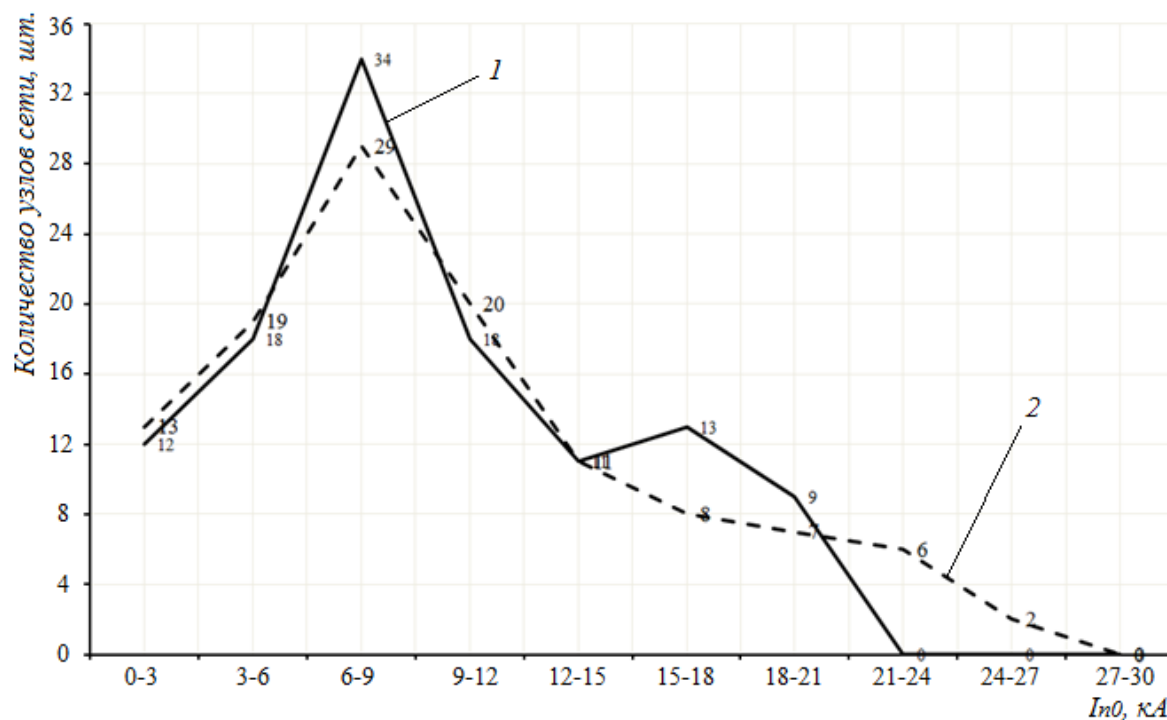


Рисунок 3.2. Распределение начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных (кривая 1) и однофазных (кривая 2) КЗ по узлам 110 кВ южной части ЭЭС РТ

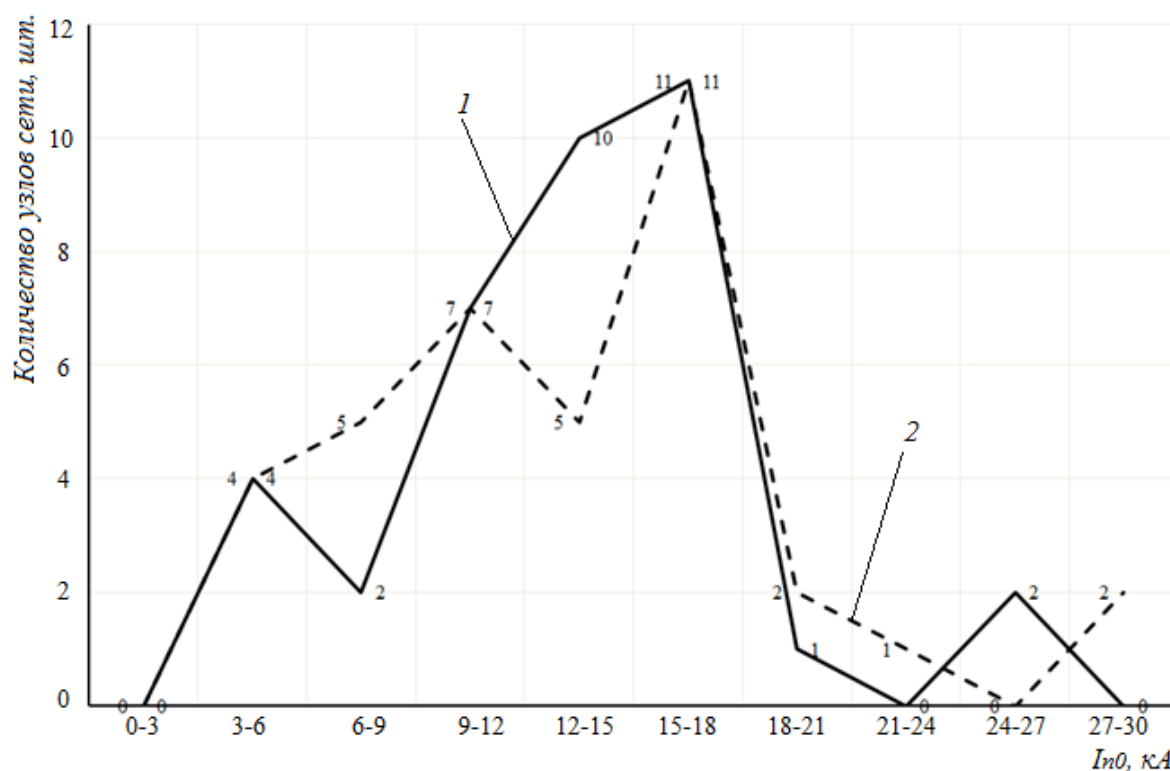


Рисунок 3.3. Распределение начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных (кривая 1) и однофазных (кривая 2) КЗ по узлам 220 кВ южной части ЭЭС РТ

Таблица 3.1. Начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в узлах напряжением 500 кВ южной части ЭЭС РТ

| ПС                        | Душанбе | Регар | Нурек |
|---------------------------|---------|-------|-------|
| $I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$ | 7,339   | 9,13  | 13,22 |
| $I_{n0}^{(1)}, \text{кА}$ | 6,885   | 9,096 | 15,4  |

Из рисунков 3.1 и 3.2 видно, что максимальный уровень начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ во всех подстанций и электрических станций не превышает 30 кА, причем максимальный уровень токов однофазных КЗ превышает уровень токов трехфазных КЗ (таблица П1.1 и П1.2). Это обстоятельство приводит к необходимости проверки коммутационной способности выключателей по току однофазного КЗ и утяжеляет условия работы выключателей, так как однофазные КЗ возникают чаще, чем трехфазные КЗ (соответственно 60 – 95% против 1 – 5% всех случаев КЗ в сетях [3]).

В таблице 3.2 приведены максимальные начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ.

Таблица 3.2. Максимальные начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в узлах высокого напряжения южной части ЭЭС РТ

| ПС                        | Головная | Нурек  | Нурек |
|---------------------------|----------|--------|-------|
| $U_{ном}, \text{кВ}$      | 110      | 220    | 500   |
| $I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$ | 20,302   | 26,503 | 13,22 |
| $I_{n0}^{(1)}, \text{кА}$ | 23,523   | 29,895 | 15,4  |

Важно отметить, что на ОРУ 110 кВ ПС Джангал и на ОРУ 110 кВ ГЭС Головная, установлены масляные выключатели типа МКП с номинальным током отключения 20 кА. Эти масляные выключатели не способны отключить начальные действующие значения периодической составляющих токов однофазного КЗ, так

как на ОРУ 110 кВ ПС Джангал ток однофазного КЗ составляет 23,4 кА и на ОРУ 110 кВ ГЭС Головная – 23,523 кА [58].

Таким образом, анализ результатов расчетов начальных действующих значений периодической составляющей токов однофазных КЗ показал, что эти токи превышают лишь номинальных токов отключения выключателей, установленных на ОРУ 110 кВ ПС Джангал и ГЭС Головная, а в других узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ не превышают номинальных токов отключения выключателей и эти выключатели по отключению токов КЗ имеют запас. Поэтому в качестве метода ограничения токов КЗ на ОРУ 110 кВ ПС Джангал и ГЭС Головная, как наиболее простой и малозатратный метод, было принято стационарное деление сети.

### 3.2. Оценка достаточности применения стационарного деления сети для снижения уровней токов коротких замыканий в южной части энергосистемы Республики Таджикистан

Стационарное деление сети (СДС) осуществляется в нормальном режиме с помощью секционных, шиносоединительных или линейных выключателей ПС и электрических станций. СДС производится в случае, если уровень тока КЗ в данной электрической сети или уровень тока КЗ в конкретном узле электрической сети превышает допустимые значения параметров установленного электрооборудования [3, 53, 59].

Как видно из предыдущего параграфа 3.1, начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазного и однофазного КЗ на ОРУ 110 кВ ГЭС Головная, а также начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ на ОРУ 110 кВ ПС Джангал превышают номинальные значения токов отключения выключателей. Поэтому в качестве

ограничения токов КЗ в узлах высокого напряжения южной части ЭЭС РТ, было применено СДС.

В программном комплексе *NEPLAN* оптимальные точки деления электрических сетей южной части ЭЭС РТ выбирались по принципу минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы. Так как начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазного и однофазного КЗ на ОРУ 110 кВ ГЭС Головная, а также начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ на ОРУ 110 кВ ПС Джангал превышают номинальные значения токов отключения выключателей, операция по определению оптимальных точек СДС производилась в электрической сети 110 кВ.

По результатам определения оптимальных точек СДС в программном комплексе *NEPLAN* по принципу минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы в узлах были отключены следующие выключатели на ПС и ЛЭП:

- секционные выключатели (СВ) на ОРУ 110 кВ ПС: Карамова (110/35/10), Касри Миллат (110/10), ХБК (110/35/10), Бахор (110/10), Сохили (110/10), ПТФ (110/35/10), Советская (110/35/10), НСН №1 (110/6), НСН №2 (110/6), НСН №3 (110/6), Султонобод (110/6), Файзабад (110/35/10), Хамза (110/10), Оби Гарм (110/35/10), Фархор (110/35/6), Куляб – Дарья (110/35/10), Куляб (110/35/10), Бешкент (110/35/10), Дусти (110/35/10), ТТМ (110/10);

На рисунке 3.4 приведен пример отключенного положения СВ на стороне 110 кВ подстанций.

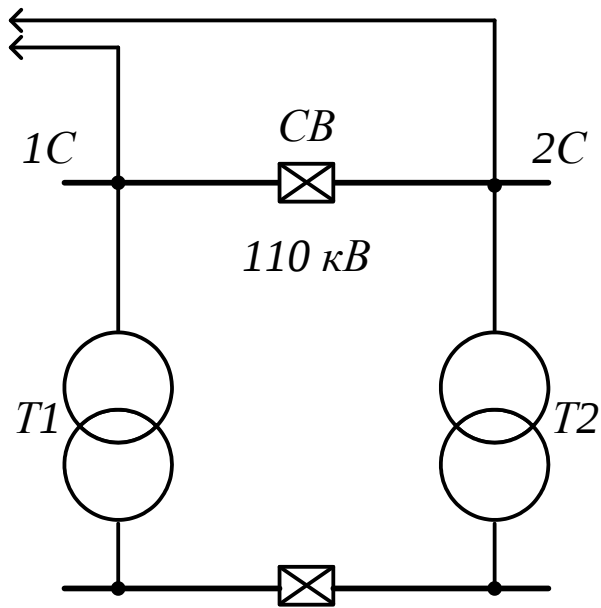


Рисунок 3.4. Пример отключенного положения СВ на стороне 110 кВ

- шиносоединительные выключатели (ШСВ) на ОРУ 110 кВ ПС: Душанбинская ТЭЦ №1 (110/35/6 – 110/10), Джангал (220/110/10), Орджоникидзебад №2 (220/110/10), Рогун (220/110/10), Гарм (110/35/10), Лолазор (220/110/10), Прядельная (220/110/10), Руми (220/110/10), Хатлон (220/110/10), Восе (220/110/10), Герань (220/110/10), ГЭС Головная (220/110/10);

На рисунке 3.5 приведен пример отключенного положения ШСВ на стороне 110 кВ подстанций.

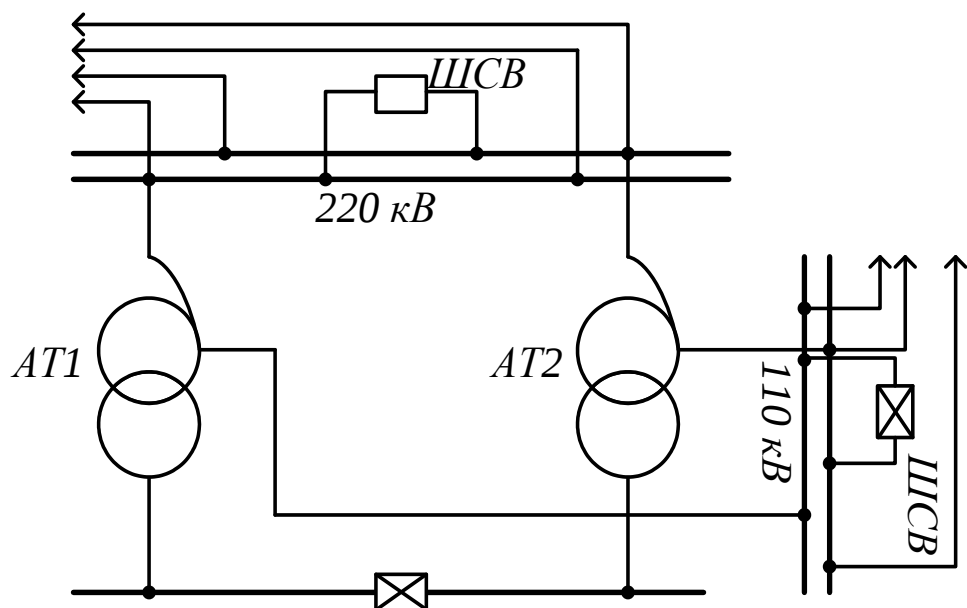


Рисунок 3.5. Пример отключенного положения ШСВ на стороне 110 кВ

- линейные выключатели на ЛЭП 110 кВ: Отпайка от ЛЭП Новая – Карамова до ПС Лучоб, Отпайка от ЛЭП ДТЭЦ1 – Джангал до ПС Главная, от ПС Орджоникидзебад №2 до отпайки на ПС Шурсай, Отпайка от ЛЭП Орджоникидзебад №2 – Академгородок до ПС Шурсай, ЛЭП 1 от ДТЭЦ1 до отпайки на ПС Главная, от ПС Северная до отпайки на ПС Анзоб, Отпайка от ЛЭП Орджоникидзебад №2 – Рогун до ПС Даштибед, ЛЭП между отпайками ПС Даштибед и ПС Навруз, Отпайка от ЛЭП Орджоникидзебад №2 – Рогун до ПС Навруз, от ПС Рогун до отпайки на ПС Хамза, от ПС Гарм до ПС Ляхш, от отпайки на ПС Ташрабад до ОРУ ГЭС Перепадная, от ОРУ ГЭС Перепадная до Прядильная, Отпайка от ЛЭП Лолазор – Восе до ПС Тоскала, ЛЭП 1 от ПС Восе до отпайки на ПС Фархор, ЛЭП 2 от ПС Восе до отпайки на ПС Фархор, от ПС Хатлон до отпайки на ПС Исмоилов, от отпайки на ПС Куляб – Дарья до ПС Восе, Отпайка от ЛЭП Хатлон – Куляб до ПС Сомони, Отпайка от ЛЭП Колхозабад – Кабадиян до ПС Джиликуль, Отпайка от ЛЭП Колхозабад – Кабадиян до ПС Гараути, от ПС Руми до ПС Шаартуз, от ПС Новая до отпайки на ПС Бахор, ЛЭП 2 от ДТЭЦ1 до отпайки на ПС Главная.

На рисунке 3.6 приведен пример отключенного положения линейного выключателя 110 кВ.

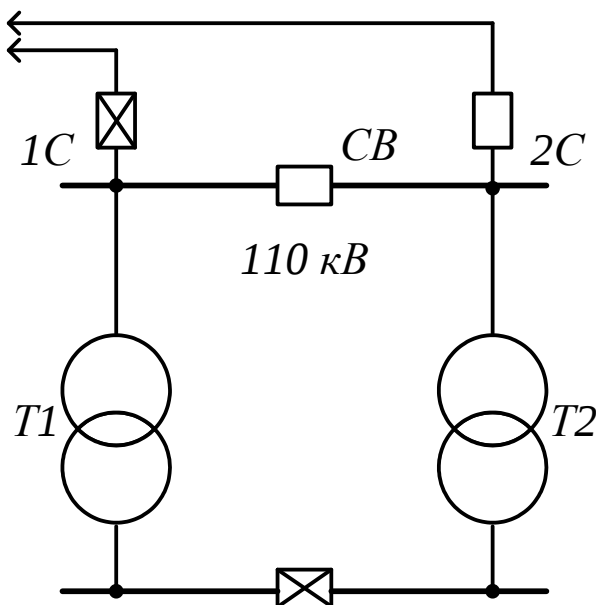


Рисунок 3.6. Пример отключенного положения линейного выключателя

На рисунках 3.7 и 3.8 представлены распределения начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ по узлам 110 и 220 кВ южной части ЭЭС РТ по результатам определения оптимальных точек СДС по принципу минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы.

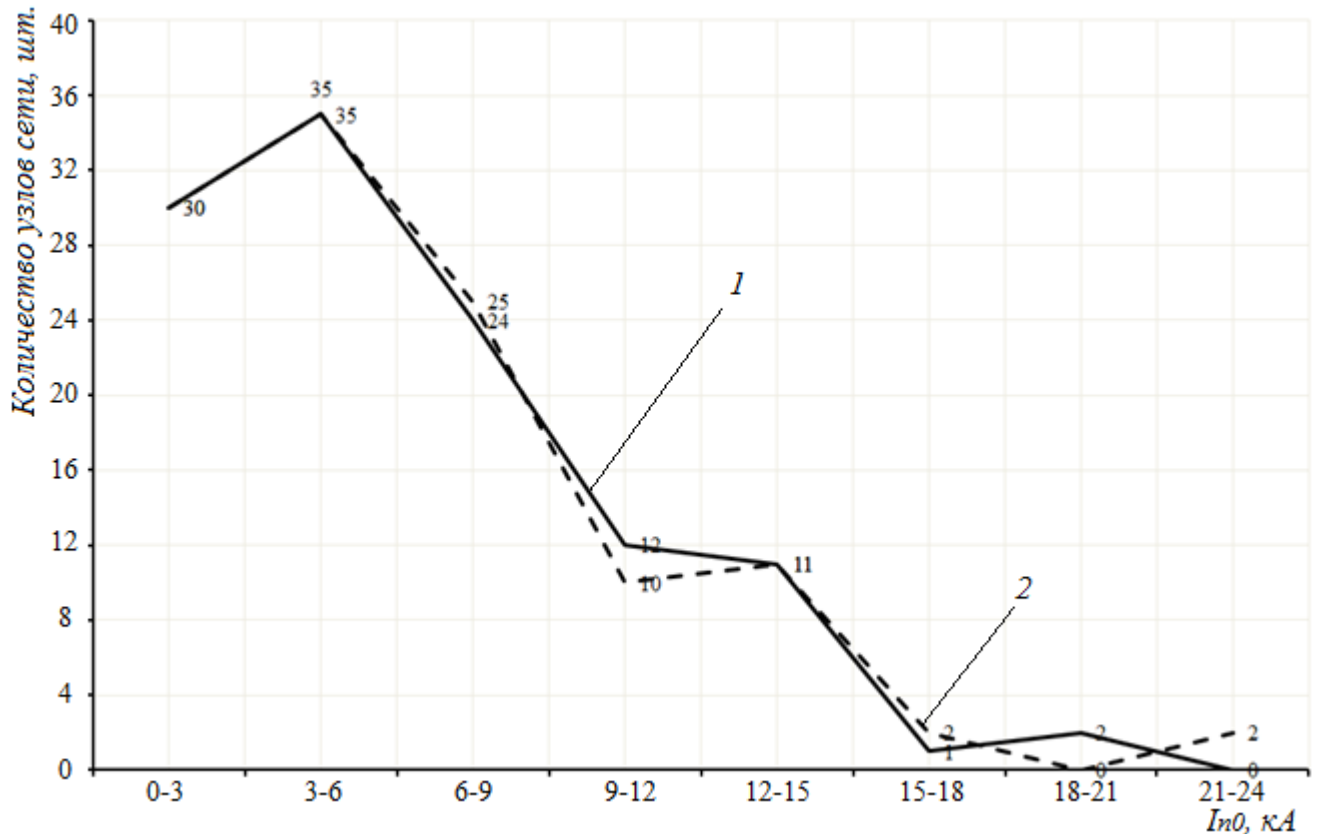


Рисунок 3.7. Распределение начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных (кривая 1) и однофазных (кривая 2) КЗ по узлам 110 кВ южной части ЭЭС РТ при применении СДС

Из рисунка 3.7 видно, что при применении СДС уровни начальных действующих значений периодической составляющей тока трехфазного КЗ в двух узлах 110 кВ южной части ЭЭС РТ не превышают значения 21 кА, а уровни тока однофазного КЗ в двух узлах не превышают 24 кА. Этими узлами являются первая и вторая секция шин ПС Новая (220/110/10 кВ). В присоединениях шин ОРУ 110 кВ ПС Новая установлены элегазовые выключатели с номинальными токами отключения 40 кА. Отсюда следует, что выключатели ПС Новая успешно могут отключить токи КЗ.

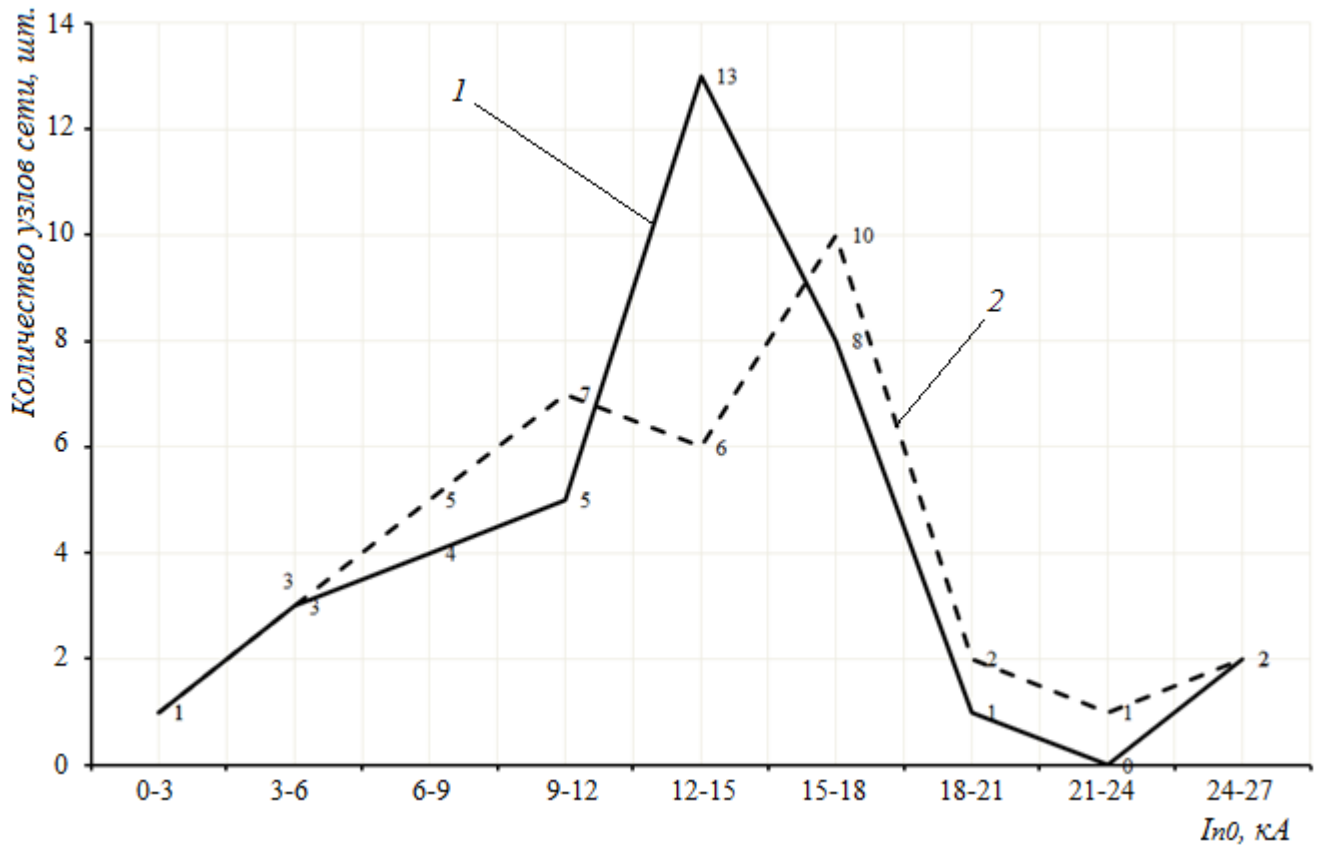


Рисунок 3.8. Распределение начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных (кривая 1) и однофазных (кривая 2) КЗ по узлам 220 кВ южной части ЭЭС РТ при применении СДС

Из рисунка 3.8 видно, что при применении СДС уровни начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в двух узлах 220 кВ южной части ЭЭС РТ не превышают значения 24 кА. Этими узлами являются первая и вторая секция шин Нурекской ГЭС (500/2200/15,75 кВ). В присоединениях шин ОРУ 220 кВ Нурекской ГЭС установлены элегазовые выключатели с номинальными токами отключения 40 кА. Отсюда следует, что выключатели 220 кВ Нурекской ГЭС успешно могут отключить токи КЗ.

В таблицах 3.3, 3.4 и 3.5 приведены максимальные и минимальные начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных  $I_{n0}^{(3)}$  и однофазных  $I_{n0}^{(1)}$  КЗ в узлах 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ до и после применения СДС.

Таблица 3.3. Максимальные (ГЭС Головная) и минимальные (ПС Ляхш)  $I_{n0}^{(3)}$  и  $I_{n0}^{(1)}$  КЗ из 115 узлов 110 кВ южной части ЭЭС РТ до и после применения СДС

| Узел         | $I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$ |        | $I_{n0}^{(1)}, \text{кА}$ |        |
|--------------|---------------------------|--------|---------------------------|--------|
|              | до                        | после  | до                        | после  |
| Ляхш         | 0,896                     | 0,499  | 0,79                      | 0,473  |
| ГЭС Головная | 20,302                    | 12,749 | 23,523                    | 14,226 |

Таблица 3.4. Максимальные (ГЭС Нурек) и минимальные (ПС Руми)  $I_{n0}^{(3)}$  и  $I_{n0}^{(1)}$  КЗ из 37 узлов 220 кВ южной части ЭЭС РТ до и после применения СДС

| Узел      | $I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$ |        | $I_{n0}^{(1)}, \text{кА}$ |       |
|-----------|---------------------------|--------|---------------------------|-------|
|           | до                        | после  | до                        | после |
| Руми      | 3,63                      | 2,883  | 3,332                     | 2,568 |
| ГЭС Нурек | 26,503                    | 26,205 | 29,895                    | 26,75 |

Таблица 3.5. Максимальные (ГЭС Нурек) и минимальные (ПС Душанбе 500)  $I_{n0}^{(3)}$  и  $I_{n0}^{(1)}$  КЗ из 3 узлов 500 кВ южной части ЭЭС РТ до и после применения СДС

| Узел        | $I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$ |       | $I_{n0}^{(1)}, \text{кА}$ |       |
|-------------|---------------------------|-------|---------------------------|-------|
|             | до                        | после | до                        | после |
| Душанбе 500 | 7,329                     | 7,297 | 6,885                     | 6,85  |
| ГЭС Нурек   | 13,22                     | 13,2  | 15,4                      | 15,38 |

Из таблицах 3.3, 3.4 и 3.5 следует, что при применении СДС уровни начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в узлах 110 кВ южной части ЭЭС РТ уменьшились в 1,6 – 1,8 раза, в узлах 220 кВ – в 1,01 – 1,3 раза, в узлах 500 кВ – в 1,005 раза.

Результаты расчетов токов КЗ в узлах 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ при применении СДС приведены в **ПРИЛОЖЕНИИ 1** (таблица П1.8 – П1.12).

Отрицательное влияние СДС состоит в нарушении естественного потокораспределения активной мощности. Это сопряжено с ростом потерь мощности и напряжений [7, 8, 51, 52].

Согласно ГОСТ 13109 – 97 [42] нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения  $\Delta U$  на выводах приемников электрической энергии должны соответствовать  $\pm 5 - 10 \%$  от номинального напряжения электрической сети.

На рисунках 3.7 и 3.8 представлены отклонения напряжений от номинальных значений в узлах электрических сетях 110 и 220 кВ южной части ЭЭС РТ без применения и с применением СДС.

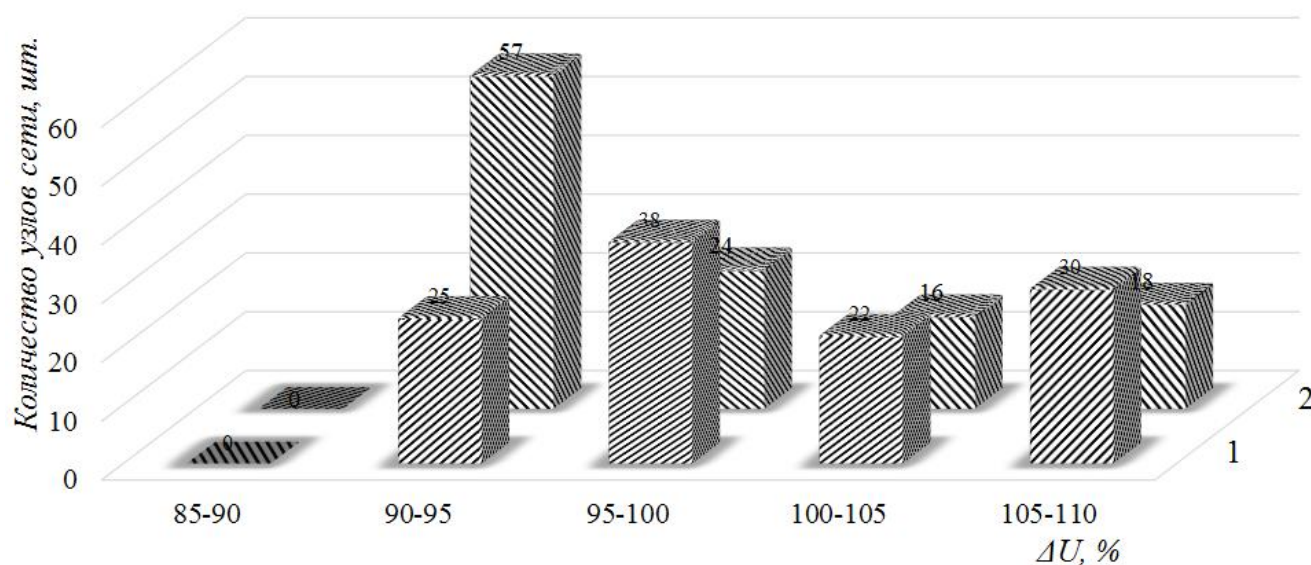


Рисунок 3.7. Отклонения напряжений от номинального значения в узлах 110 кВ южной части ЭЭС РТ без применения (ряд 1) и с применением СДС (ряд 2)

Из рисунка 3.7 видно, что при применении СДС в условиях южной части ЭЭС РТ отклонения напряжений в узлах электрической сети 110 кВ находятся в области допустимых значений. Отсюда следует, что оптимальные точки СДС в программном комплексе *NEPLAN* по принципу недопущения выхода напряжений за допустимые пределы определены правильно.

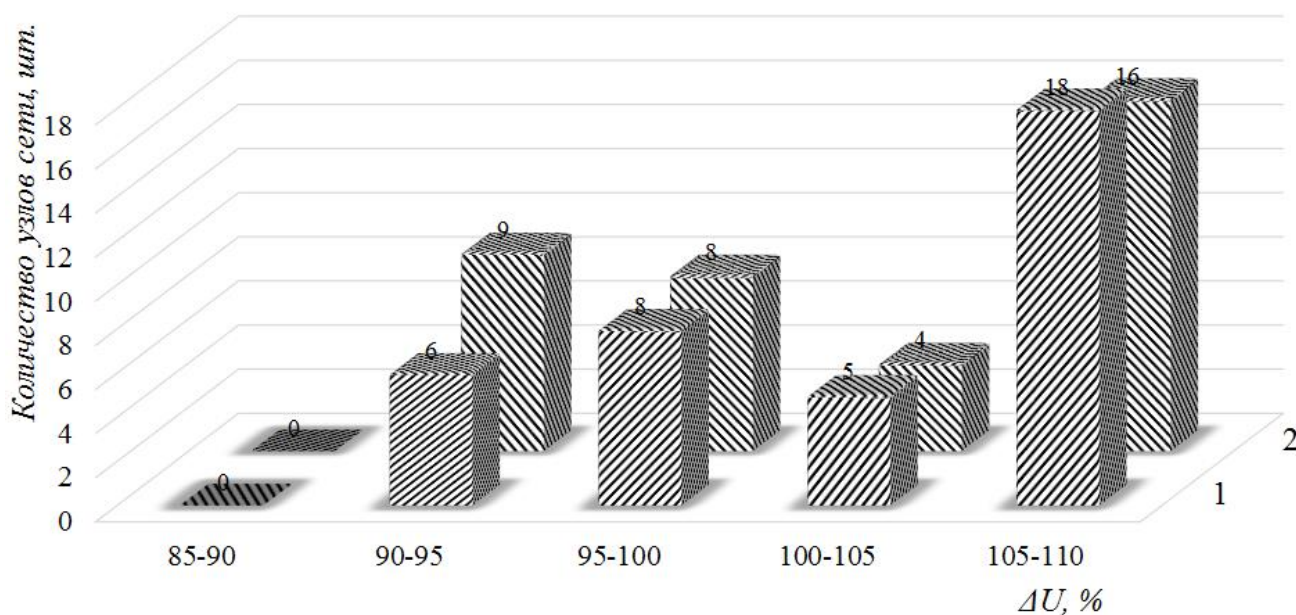


Рисунок 3.8. Отклонения напряжений от номинального значения в узлах 220 кВ южной части ЭЭС РТ без применения (ряд 1) и с применением СДС (ряд 2)

Из рисунка 3.8 видно, что при применении СДС в условиях южной части ЭЭС РТ отклонения напряжений в узлах электрической сети 220 кВ находятся в области допустимых значений. Отсюда следует, что оптимальные точки СДС в программном комплексе *NEPLAN* по принципу недопущения выхода напряжений за допустимые пределы определены правильно.

В таблице 3.6 представлены результаты расчетов потерь активной мощности в электрических сетях 110, 220 и 500 кВ действующей южной части ЭЭС РТ без применения СДС.

Таблица 3.6. Результаты расчетов потерь активной мощности без применения СДС

| Напряжение сети, кВ | в ЛЭП   | на трансформаторе |
|---------------------|---------|-------------------|
| 110                 | 24,953  | 7,058             |
| 220                 | 52,812  | 11,639            |
| 500                 | 13,144  | 6,569             |
| Итого               | 116,175 |                   |

В таблице 3.7 представлены результаты расчетов потерь активной мощности в электрических сетях 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ при применении СДС.

Таблица 3.7. Результаты расчетов потерь активной мощности при применении СДС

| Напряжение сети, кВ | в ЛЭП   | на трансформаторе |
|---------------------|---------|-------------------|
| 110                 | 24,674  | 9,665             |
| 220                 | 55,312  | 13,75             |
| 500                 | 14,122  | 7,212             |
| Итого               | 124,735 |                   |

Как видно из таблиц 3.6 и 3.7, применение СДС для ограничения токов КЗ в южной части ЭЭС РТ в электрических сетях 110 кВ и выше привело к увеличению потерь активной мощности с 116,175 МВт до 124,735 МВт. При этом необходимо отметить что, в расчетной модели не учитывались потери мощности в сетях 6, 10 и 35 кВ. Исходя из принципа минимизирования потерь активной мощности в ЭЭС РТ, СДС объективно оказывается основным наиболее эффективным и малозатратным методом ограничения токов КЗ.

Таким образом, уровень начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в 153 из 155 узлов электрических сетей 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ не превышают номинальные токи отключения выключателей, т.е. выключатели способны успешно отключить токи КЗ. Однако, важнейшим параметром, определяющим успешность отключения КЗ выключателями, помимо значения отключаемого тока КЗ, является ПВН. Следующая глава данной работы посвящена исследованию параметров ПВН на контактах выключателей при отключении токов КЗ.

## Выводы по главе

1. Выполнена оценка соответствия отключающей способности выключателей с номинальными напряжениями 110, 220 и 500 кВ южной части энергосистемы РТ начальным действующим значениям периодической составляющей токов КЗ, которая показала, что масляные выключатели, установленные на 10 присоединениях шин ОРУ 110 кВ ПС Джангал и на 14 присоединениях шин ОРУ 110 кВ ГЭС Головная с номинальными токами отключения 20 кА не способны отключить токов однофазного КЗ, которые составляют 23,4 и 23,5 кА. Выключатели, установленные в 153 узлах электрических сетей 110, 220 и 500 кВ, могут успешно отключить токи КЗ.

2. Проведена оценка достаточности применения СДС для снижения уровня начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в узлах высокого напряжения южной части ЭЭС РТ в программном комплексе *NEPLAN*, где оптимальные точки СДС в южной части ЭЭС РТ выбирались по принципу минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы. Определены оптимальные точки СДС в южной части ЭЭС РТ, в которой были отключены 20 секционных, 12 шиносоединительных и 24 линейных выключателей с номинальным напряжением 110 кВ.

3. Установлено, что при применении СДС для условий ЭЭС РТ начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в узлах электрических сетей 110, 220 и 500 кВ уменьшились в 1,005 – 1,8 раза. Показано, что применение СДС для условий ЭЭС РТ в сетях 110 кВ и выше привело к увеличению потерь активной мощности в ЛЭП 220 кВ на 4,7 %, в ЛЭП 500 кВ на 7,4 %, в трансформаторах 110 кВ на 36,9 %, в трансформаторах 220 кВ на 18,1 %, в трансформаторах 500 кВ на 9,8 %.

## **Глава 4. ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ПЕРЕХОДНЫМ ВОССТАНАВЛИВАЮЩИМСЯ НАПРЯЖЕНИЯМ ПРИ НЕУДАЛЕННОМ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ**

### **4.1. Постановка задачи**

В связи с ростом уровней токов КЗ в электрических сетях критические условия работы многих типов выключателей с номинальными напряжениями 110 кВ и выше определяются отключением КЗ на некотором расстоянии от выключателя (неудаленное КЗ).

Неудаленное короткое замыкание – близкое КЗ на присоединенной к выключателю воздушной ЛЭП, находящееся от него на расстоянии от нескольких сотен метров до нескольких километров, при котором условия отключения существенно утяжеляются [60].

При КЗ на ЛЭП на небольшом расстоянии (от нескольких сотен метров до нескольких километров) от выключателя, ПВН складывается из оставляющей со стороны источника напряжения и составляющей со стороны ЛЭП. Составляющая восстанавливающегося напряжения со стороны ЛЭП имеет характер пилообразных колебаний. Частота пилообразных колебаний обратно пропорциональна, а амплитуда восстанавливающегося напряжения прямо пропорциональна расстоянию от ВВ до точки КЗ, расположенной на ЛЭП. Накладываясь на основную составляющую восстанавливающегося напряжения со стороны источника напряжения, эти высокочастотные пилообразные колебания вызывают очень высокую скорость нарастания ПВН и тем самым затрудняют отключение тока КЗ выключателями [19].

Известно, что одним из тяжелых случаев при гашении дуги, являются КЗ на воздушных ЛЭП, в точках, расположенных недалеко от ВВ. Такие КЗ могут иметь

токи, близкие к номинальным значениям токов отключения ВВ, и приводить к большим значениям скорости ПВН [38].

В 1975 году в США было проведено экспериментальное исследование ПВН на контактах ВВ напряжением 362 кВ в режиме неудаленного КЗ, в результате которого была зафиксирована скорость нарастания ПВН со стороны ЛЭП, превышающая нормированную [37]. Номинальный ток отключения, исследуемого ВВ составлял 40 кА, а ток КЗ – 36 кА. Расчетная скорость нарастания ПВН со стороны ЛЭП достигла 5,952 кВ/мкс, а его первое амплитудное значение – 36,6 кВ. Нормированные же значения скорости нарастания и первого амплитудного ПВН для данного ВВ составляли 2 кВ/мкс и 288 кВ соответственно.

На рисунке 4.1 приведены результаты ПВН при экспериментальном исследовании и полученные расчетно – теоретическим методом согласно стандарту ANSI Standard C37.072 – 1971 [39].

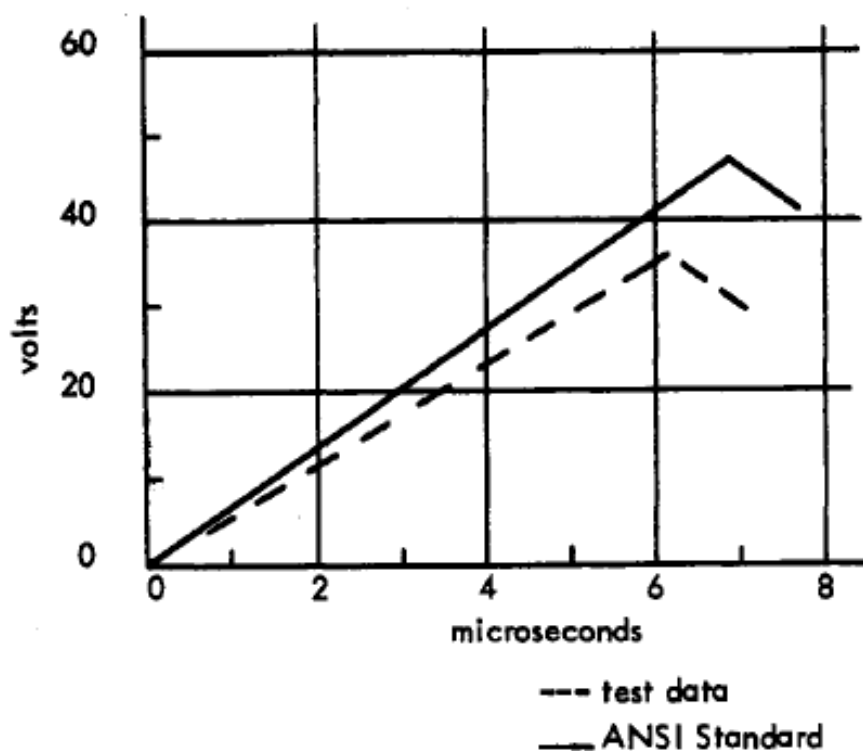


Рисунок 4.1. ПВН на контактах выключателя при экспериментальном исследовании и полученные расчетно – теоретическим методом [37]

#### 4.2. Определение интегральных параметров узлов электрических сетей для оценки соответствия отключающей способности выключателей южной части энергосистемы Республики Таджикистан параметрам переходных восстанавливающихся напряжений

Анализ параметров ПВН выполнен на основе расчёта токов трехфазных КЗ  $I_{КЗ}^{(3)}$  в узлах напряжением 110, 220 и 500 кВ ЭЭС РТ, вычисленных с помощью программного комплекса *NEPLAN* и приведенных в **ПРИЛОЖЕНИИ 1**. Номинальные токи отключения выключателей  $I_{откл.ном}$ , установленных в линейных присоединениях  $N_{ЛП}$  равны:

- Для 110 кВ – 20, 25 и 40 кА;
- Для 220 кВ – 25, 40 и 50 кА;
- Для 500 кВ – 50 кА.

Результаты расчетов токов трехфазных КЗ на шинах, всех рассматриваемых ПС ЭЭС РТ показали, что они находятся в следующих пределах от номинальных токов отключения выключателей:

- Для 110 кВ – 20 – 100 %;
- Для 220 кВ – 25 – 75 %;
- Для 500 кВ – 14 – 30 %.

Для расчета скорости нарастания ПВН на контактах выключателей в режиме неудаленного КЗ принята схема электрической сети, представленная на рисунке 4.3. Расстояние от выключателя до точки КЗ принято равным 1 км [55].

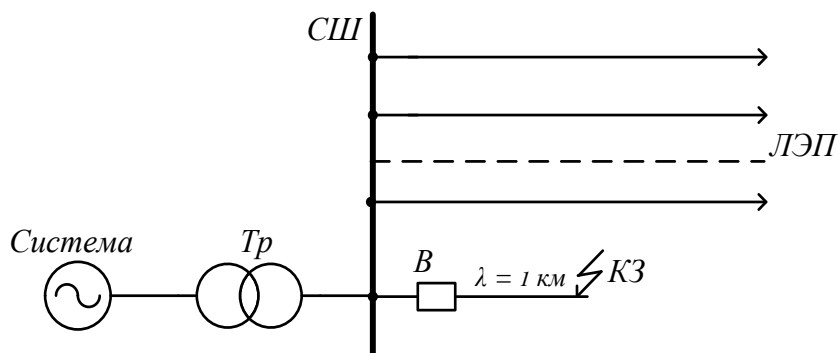


Рисунок 4.3. Схема электрической сети для расчета ПВН

Расчётные значения токов трехфазных КЗ, отношения значений токов трехфазных КЗ к номинальным токам отключения выключателей и параметры РУ рассматриваемых ПС 110, 220 и 500 кВ ЭЭС РТ, приведены в таблицах 4.1, 4.2 и 4.3.

Таблица 4.1. Расчётные значения токов трехфазных КЗ, отношения значений токов трехфазных КЗ к номинальным токам отключения выключателей и параметры РУ рассматриваемых ПС 110 кВ ЭЭС РТ

| ПС            | Тип выключателя | $N_{Л}$ , шт. | $I_{КЗ}^{(3)}$ , кА | $I_{откл.ном}$ , кА | $I_{КЗ}^{(3)}/I_{откл.ном}$ , % |
|---------------|-----------------|---------------|---------------------|---------------------|---------------------------------|
| ТТМ           | масляный        | 2             | 16,816              | 25                  | 67,3                            |
| Академгородок | масляный        | 2             | 12,252              | 40                  | 30,6                            |
| Шахри         | масляный        | 2             | 14,949              | 25                  | 59,8                            |
| Герань        | масляный        | 5             | 5,018               | 20                  | 25                              |
| Главная       | элегазовый      | 2             | 17,572              | 40                  | 43,9                            |
| Советская     | масляный        | 2             | 15,905              | 20                  | 79,5                            |
| Заводская     | масляный        | 3             | 14,999              | 25                  | 60                              |
| Хатлон        | элегазовый      | 4             | 8,866               | 40                  | 22,2                            |
| Новая         | элегазовый      | 10            | 20,233              | 40                  | 50,6                            |
| Сохили        | масляный        | 2             | 16,069              | 25                  | 64,3                            |
| Ордж-Абад2    | масляный        | 9             | 13,927              | 20                  | 69,6                            |
| Восе          | масляный        | 6             | 8,787               | 25                  | 35,2                            |
| Колохозабад   | масляный        | 5             | 8,817               | 20                  | 44                              |
| Северная      | масляный        | 5             | 15,581              | 20                  | 77,9                            |
| Прядильная    | масляный        | 2             | 11,65               | 20                  | 58,3                            |
| Джангал       | масляный        | 11            | 19,657              | 20                  | 98,3                            |
| Касри-Миллат  | элегазовый      | 2             | 17,777              | 40                  | 44,4                            |
| Рогун         | масляный        | 6             | 6,92                | 20                  | 34,6                            |
| Руми          | масляный        | 5             | 5,129               | 20                  | 25,6                            |
| Лолазор       | элегазовый      | 4             | 9,728               | 40                  | 24,3                            |

Таблица 4.2. Расчётные значения токов трехфазных КЗ, отношения значений токов трехфазных КЗ к номинальным токам отключения выключателей и параметры РУ рассматриваемых ПС 220 кВ ЭЭС РТ

| ПС           | Тип выключателя | $N_{Л}$ , шт. | $I_{КЗ}^{(3)}$ , кА | $I_{откл.ном.}$ , кА | $I_{КЗ}^{(3)}/I_{откл.ном.}$ , % |
|--------------|-----------------|---------------|---------------------|----------------------|----------------------------------|
| Регар        | элегазовый      | 3             | 13,99               | 40                   | 34,975                           |
| Новая        | элегазовый      | 3             | 14,17               | 40                   | 35,425                           |
| Равшан       | элегазовый      | 2             | 11,24               | 40                   | 28,1                             |
| Лолазор      | элегазовый      | 6             | 17,2                | 50                   | 34,4                             |
| ДТЭЦ2        | элегазовый      | 2             | 13,03               | 50                   | 26,06                            |
| Душанбе500   | элегазовый      | 6             | 15,21               | 50                   | 30,42                            |
| Нурек (ГЭС)  | элегазовый      | 5             | 26,5                | 40                   | 66,25                            |
| Байпазинская | масляный        | 4             | 18,72               | 25                   | 74,88                            |
| Головная     | масляный        | 4             | 15,14               | 25                   | 60,56                            |
| Сангтуда1    | элегазовый      | 8             | 17,68               | 40                   | 44,2                             |
| Джангал      | элегазовый      | 3             | 13,19               | 25                   | 52,76                            |
| Яван         | масляный        | 2             | 16,58               | 25                   | 66,32                            |

Таблица 4.3. Расчётные значения токов трехфазных КЗ, отношения значений токов трехфазных КЗ к номинальным токам отключения выключателей и параметры РУ рассматриваемых ПС 500 кВ ЭЭС РТ

| ПС      | Тип выключателя | $N_{Л}$ , шт. | $I_{КЗ}^{(3)}$ , кА | $I_{откл.ном.}$ , кА | $I_{КЗ}^{(3)}/I_{откл.ном.}$ , % |
|---------|-----------------|---------------|---------------------|----------------------|----------------------------------|
| Регар   | элегазовый      | 3             | 9,13                | 50                   | 18,3                             |
| Душанбе | элегазовый      | 2             | 7,329               | 50                   | 14,7                             |
| Нурек   | элегазовый      | 2             | 13,22               | 50                   | 26,4                             |

Из таблиц 4.1, 4.2 и 4.3 видно, что отношения токов трехфазных КЗ к номинальным токам отключения выключателей составляют 14,7 – 98,3 %, поэтому

для оценки соответствия отключающей способности ВВ параметрам ПВН были рассмотрены следующие случаи:

1. Отключения токов КЗ, равных 10, 30, 60 и 100 % от номинального тока отключения выключателя с номинальным напряжением 110 кВ;
2. Отключения токов КЗ, равных 10, 30, 60 и 100 % от номинального тока отключения выключателя с номинальным напряжением 220 кВ;
3. Отключения токов КЗ, равных 10 и 30 % от номинального тока отключения выключателя с номинальным напряжением 500 кВ.

На рисунках 4.3, 4.4 и 4.5 показаны полученные зависимости расчетных скоростей нарастания ПВН от отношения значений токов трехфазных КЗ  $I_{кз}^{(3)}$  к номинальным токам отключения выключателей  $I_{откл.ном}$  на контактах выключателей с номинальным напряжением 110, 220 и 500 кВ. По оси абсцисс находятся отношения значений токов трехфазных КЗ на выводах выключателя к номинальным токам отключения выключателей, а по оси ординат находятся расчетные значения скоростей нарастания ПВН на контактах выключателей.

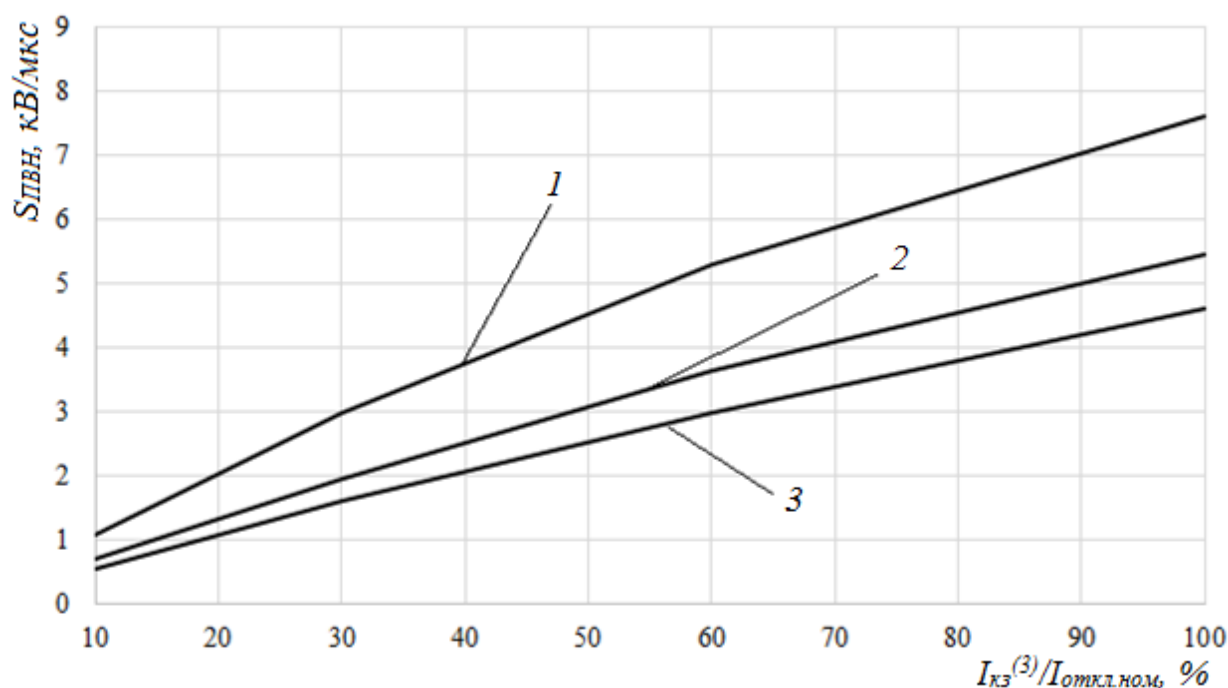


Рисунок 4.3. Зависимости расчетных скоростей нарастания ПВН от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  для выключателей с  $I_{откл.ном} = 40$  кА (кривая 1), 25 кА (кривая 2) и 20 кА (кривая 3) и с  $U_{ном} = 110$  кВ

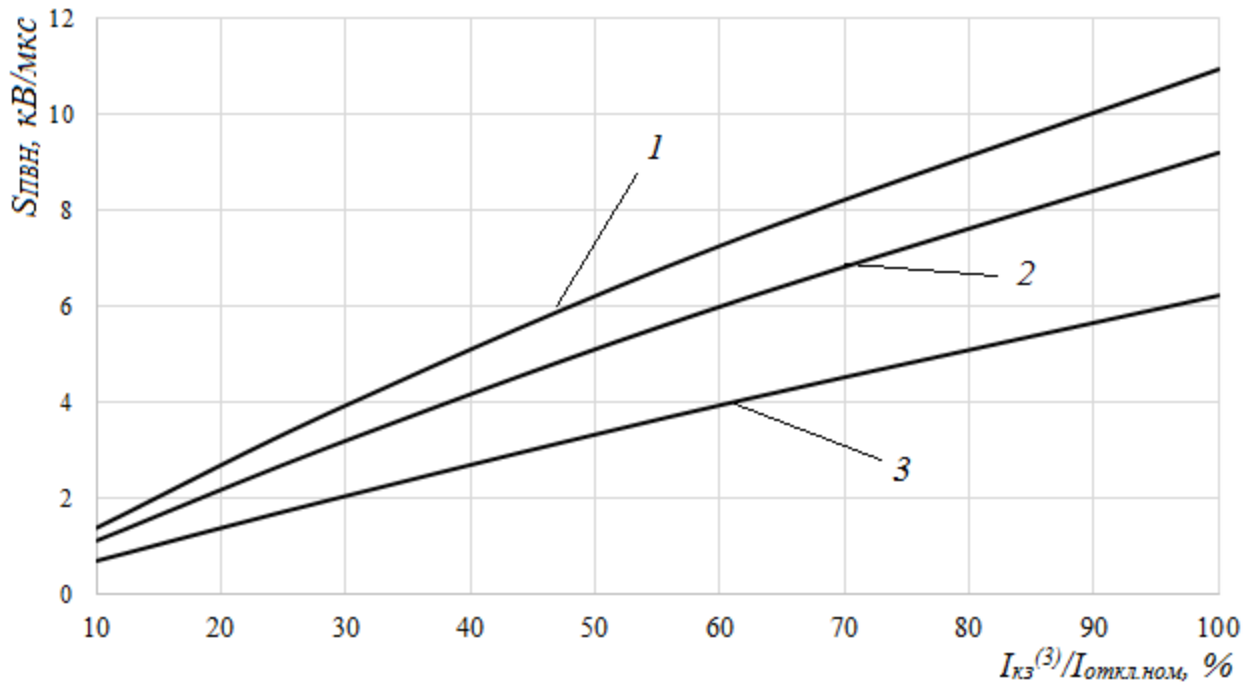


Рисунок 4.4. Зависимости расчетных скоростей нарастания ПВН от отношений  $I_{КЗ}^{(3)}/I_{откл.ном}$  для выключателей с  $I_{откл.ном} = 50$  кА (кривая 1), 40 кА (кривая 2) и 25 кА (кривая 3) и с  $U_{ном} = 220$  кВ

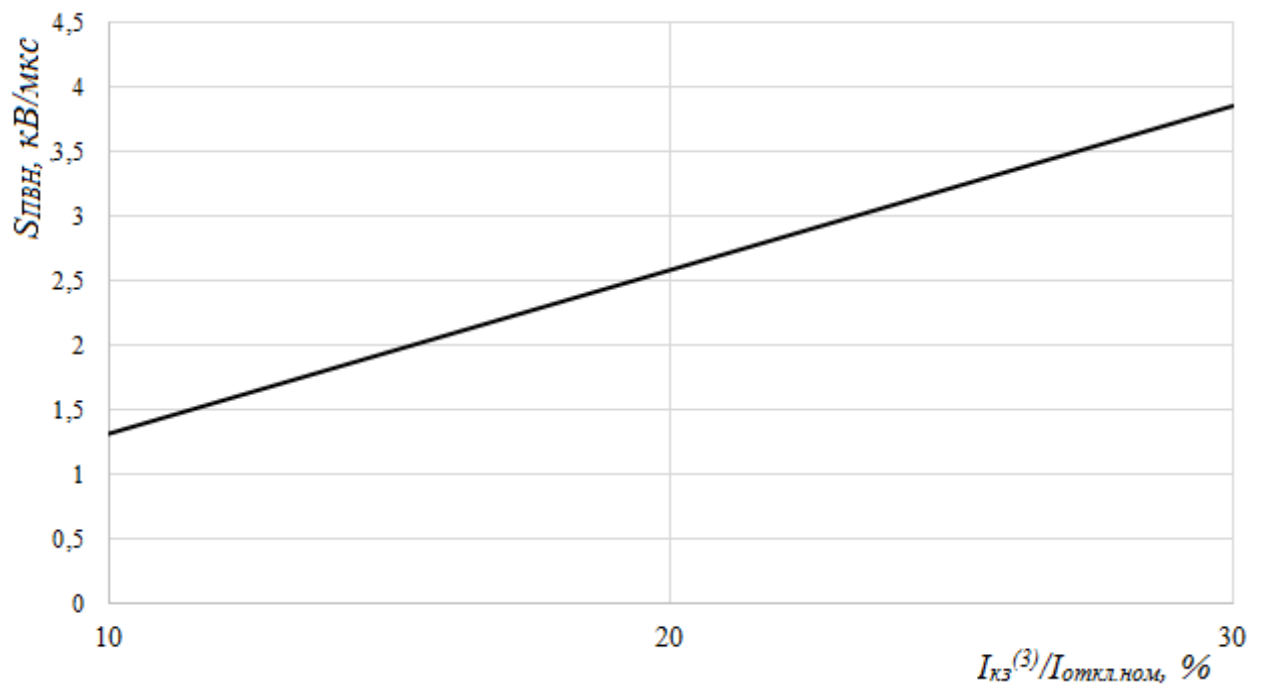


Рисунок 4.5. Зависимость расчетных скоростей нарастания ПВН от отношений  $I_{КЗ}^{(3)}/I_{откл.ном}$  для выключателей с  $I_{откл.ном} = 50$  кА и с  $U_{ном} = 500$  кВ

Кривые скорости нарастания ПВН (рисунки 4.3, 4.4 и 4.5) построены для случаев отключения выключателем с номинальными напряжениями 110, 220 и

500 кВ токов трехфазных КЗ в пределах от 2 до 50 кА в режиме неухудшенного КЗ на ЛЭП на расстоянии 1 км от выключателя. Количество неповрежденных линейных присоединений шин РУ рассматриваемых ПС принято равным 4 шт. Зависимости скоростей нарастания ПВН от отношения значений токов трехфазных КЗ к номинальным токам отключения выключателей для линейных присоединений шин РУ равных от 2 до 11 шт. приведены в **ПРИЛОЖЕНИИ 3**.

Из рисунков 4.3, 4.4 и 4.5 следует, что при увеличении отношений значений токов трехфазных КЗ к номинальным токам отключения выключателей, скорость нарастания ПВН возрастает. Например, из рисунка 4.3 видно, что при отключении тока КЗ, равного 60 % от номинальных токов отключения выключателей, которые равны на 20, 25 и 40 кА, скорости нарастания ПВН составляют 3; 3,6 и 5,3 кВ/мкс.

Для проверки выключателей по отключающей способности по параметрам ПВН, были сопоставлены расчетные значения ПВН с нормируемыми параметрами ПВН для данных выключателей. Так как на ПС электрических сетей ЭЭС РТ установлены как элегазовые, так и масляные ВВ, для сравнения расчетных скоростей нарастания ПВН с нормированными параметрами, использовались ГОСТ Р 52565 – 2006 [11] и ГОСТ 687 – 78 [10].

На рисунке 4.6 представлены нормируемые кривые для выключателей соответствующих стандартам [11, 10] и расчетная кривая ПВН на контактах выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и с  $I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$ , при  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном} = 60 \%$ .

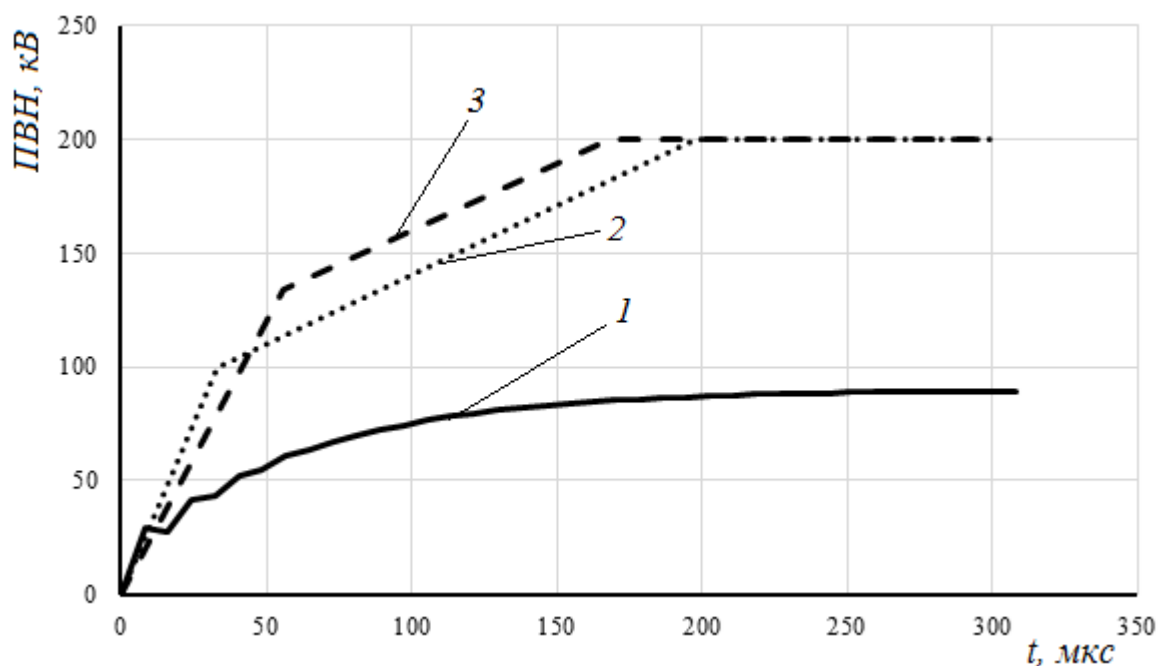


Рисунок 4.6. Расчетное кривое ПВН с нормируемыми кривыми для выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и с  $I_{откл.ном} = 25$  кА:

1 – Расчетное ПВН; 2 – ГОСТ Р 52565-2006; 3 – ГОСТ 687-78

Из рисунка 4.6 видно, что расчетная кривая ПВН в начальный момент времени пересекает нормированные кривые, что свидетельствует о том, что выключатель не сможет успешно отключить ток КЗ.

В результате выполненных расчетов переходных процессов в режиме неудаленных КЗ были получены зависимости отношений расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям  $S_{ПВН}/S_{норм}$  от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  на контактах ВВ. На рисунках 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 и 4.11 приведены минимальные и максимальные значения  $S_{ПВН}/S_{норм}$  от  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  на контактах элегазовых и масляных выключателей с номинальными напряжениями 110, 220 и 500 кВ южной части ЭЭС РТ.

Для проверки соответствия расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным параметрам, необходимо на одном графике построить зависимость расчетных значений скоростей нарастания ПВН и нормируемых скоростей нарастания ПВН согласно стандартам [11, 10] от коммутируемых токов.

На рисунок 4.7 показаны зависимости отношений расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  на

контактах элегазовых выключателей с номинальными напряжениями 110 кВ. Нормированное значение скорости нарастания ПВН соответствует ГОСТ Р 52565 – 2006 [11].

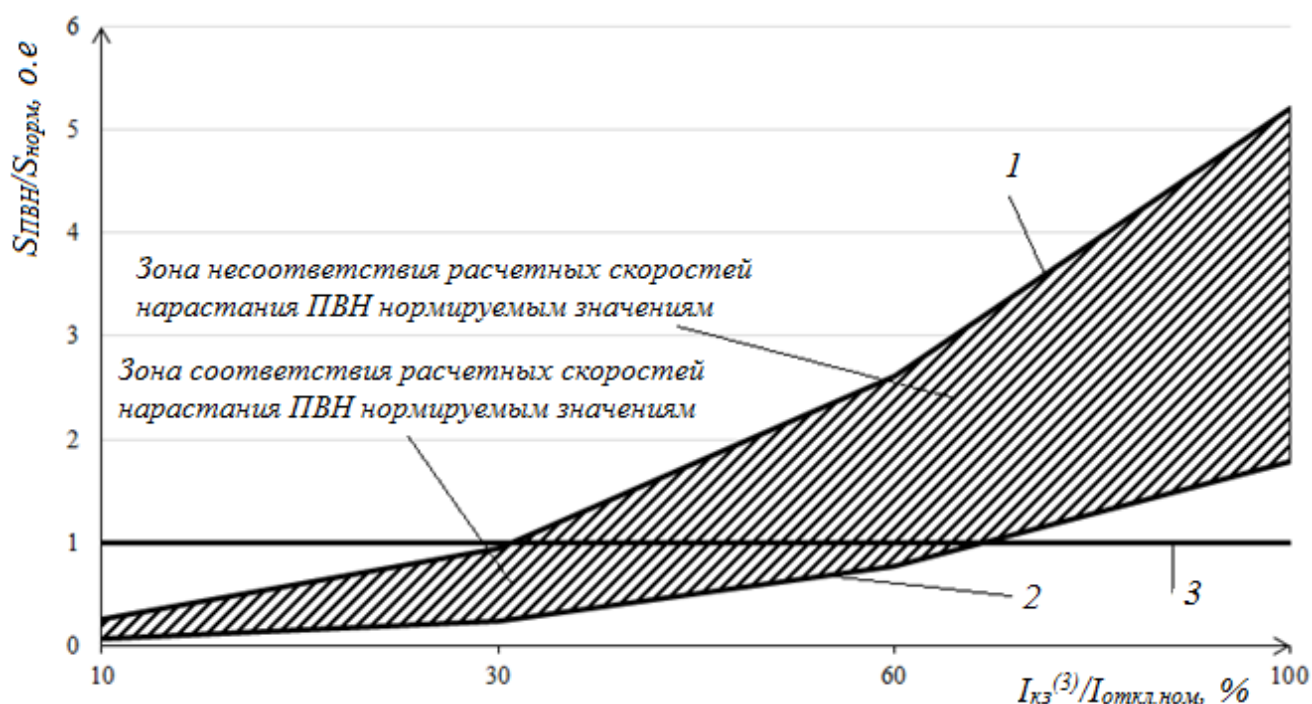


Рисунок 4.7. Зависимости отношений расчётных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$ :

1 – при  $N_{ЛЛ} = 2$  шт. и  $I_{откл.ном} = 40$  кА; 2 – при  $N_{ЛЛ} = 11$  шт. и  $I_{откл.ном} = 20$  кА;

3 – ГОСТ Р 52565 – 2006

Из рисунка 4.7 видно, что при малом числе отходящих ЛЭП  $N_{ЛЛ}$  от шин РУ и больших значениях номинального тока отключения выключателей  $I_{откл.ном}$ , скорости нарастания ПВН значительно увеличиваются. Например, при  $N_{ЛЛ} = 2$  шт. расчётная скорость нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 110 кВ и с током  $I_{откл.ном} = 40$  кА при отключении тока  $I_{кз}^{(3)} = 0,6 \cdot I_{откл.ном}$ , не соответствует нормированному значению, а при  $N_{ЛЛ} = 11$  шт. расчётная скорость нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 110 кВ и с током  $I_{откл.ном} = 20$  кА при отключении тока  $I_{кз}^{(3)} = 0,6 \cdot I_{откл.ном}$  — соответствует нормированному. Согласно рисунка 4.7 зона несоответствия расчётных скоростей нарастания ПВН намного больше зоны соответствия норме.

На рисунке 4.8 показаны зависимости отношений расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  на контактах масляных выключателей с номинальными напряжениями 110 кВ. Нормированное значение скорости нарастания ПВН соответствует ГОСТ 687 – 78 [10].

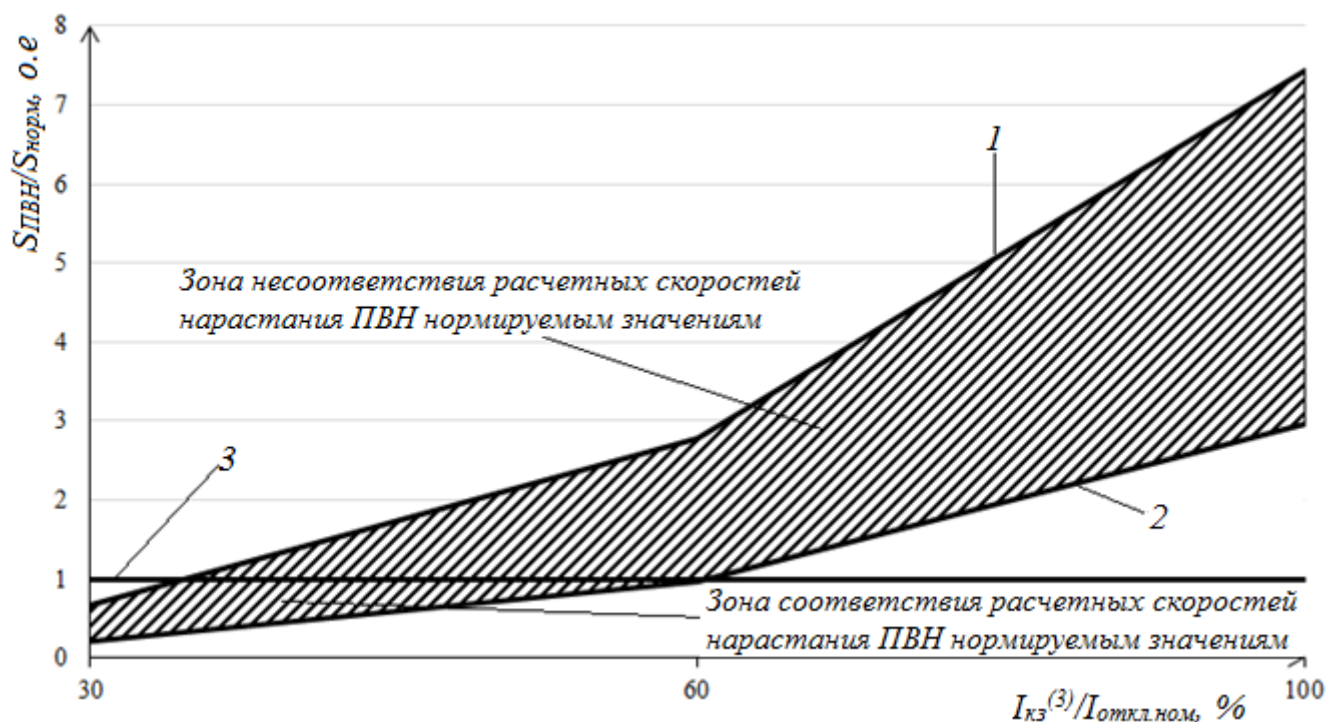


Рисунок 4.8. Зависимости отношений расчётных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$ :

- 1 – при  $N_L = 2$  шт. и  $I_{откл.ном} = 40$  кА; 2 – при  $N_L = 11$  шт. и  $I_{откл.ном} = 20$  кА;  
3 – ГОСТ 687 – 78

Согласно рисунка 4.8, при  $N_L = 2$  шт. расчётные скорости нарастания ПВН на контактах масляных выключателей с номинальными напряжениями 110 кВ и с токами  $I_{откл.ном}$ , равными 40 и 20 кА при отключении тока  $I_{кз}^{(3)} = 0,3 \cdot I_{откл.ном}$  находятся в зоне соответствия нормируемым параметрам. При увеличении отношения токов  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  зона несоответствия расчётных скоростей нарастания ПВН нормируемым параметрам увеличивается.

На рисунке 4.9 показаны зависимости отношений расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  на контактах элегазовых выключателей с номинальными напряжениями 220 кВ.

Нормированное значение скорости нарастания ПВН соответствует ГОСТ Р 52565 – 2006 [11].



Рисунок 4.9. Зависимости отношений расчётных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$ :

- 1 – при  $N_L = 2$  шт. и  $I_{откл.ном} = 50$  кА; 2 – при  $N_L = 8$  шт. и  $I_{откл.ном} = 25$  кА;  
3 – ГОСТ Р 52565 – 2006

Рисунок 4.9 свидетельствует, что при малом числе  $N_L$  и больших значениях тока  $I_{откл.ном}$  выключателей скорости нарастания ПВН значительно увеличиваются. Например, при  $N_L = 2$  шт. расчётная скорость нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 220 кВ и с током  $I_{откл.ном} = 50$  кА при отключении тока  $I_{кз}^{(3)} = 0,3 \cdot I_{откл.ном}$ , не соответствует нормированному значению, а при  $N_L = 8$  шт. расчётная скорость нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 110 кВ и с током  $I_{откл.ном} = 25$  кА при отключении тока  $I_{кз}^{(3)} = 0,3 \cdot I_{откл.ном}$  – соответствует нормированному. Согласно рисунку 4.9 зона несоответствия расчётных скоростей нарастания ПВН намного больше зоны соответствия норме.

На рисунок 4.10 показаны зависимости отношений расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  на контактах масляных выключателей с номинальными напряжениями 220 кВ. Нормированное значение скорости нарастания ПВН соответствует ГОСТ 687 – 78 [10].

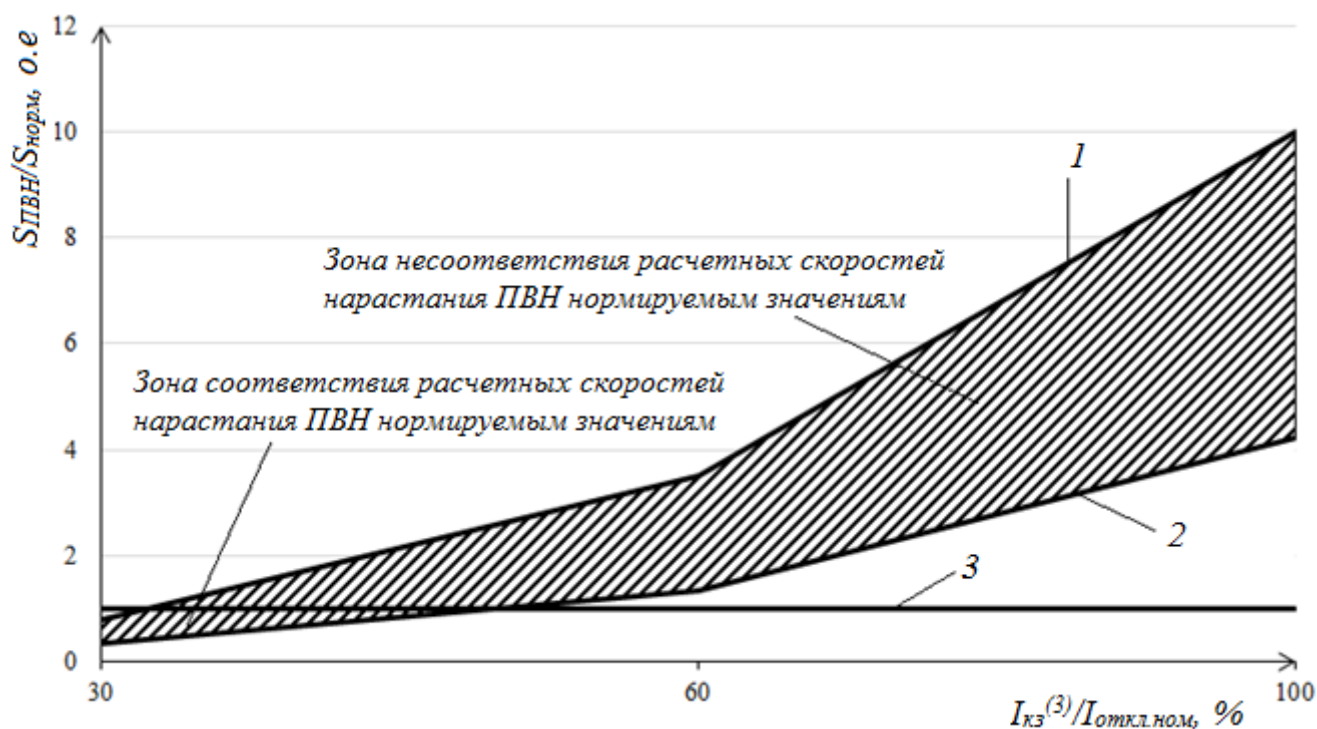


Рисунок 4.10. Зависимости отношений расчётных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$ :

- 1 – при  $N_{л} = 2 \text{ шт.}$  и  $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$ ; 2 – при  $N_{л} = 8 \text{ шт.}$  и  $I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$ ;  
3 – ГОСТ 687 – 78

Согласно рисунка 4.10, при  $N_{л} = 2 \text{ шт.}$  расчётные скорости нарастания ПВН на контактах масляных выключателей с номинальными напряжениями 220 кВ и с токами  $I_{откл.ном}$ , равными 50 и 25 кА при отключении тока  $I_{кз}^{(3)} = 0,3 \cdot I_{откл.ном}$  находятся в зоне соответствия нормируемым параметрам. При увеличении отношения токов  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  зона несоответствия расчётных скоростей нарастания ПВН нормируемым параметрам увеличивается.

На рисунке 4.11 показаны зависимости отношений расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$  на контактах элегазовых выключателей с номинальными напряжениями 500 кВ.

Нормированное значение скорости нарастания ПВН соответствует ГОСТ Р 52565 – 2006 [11].

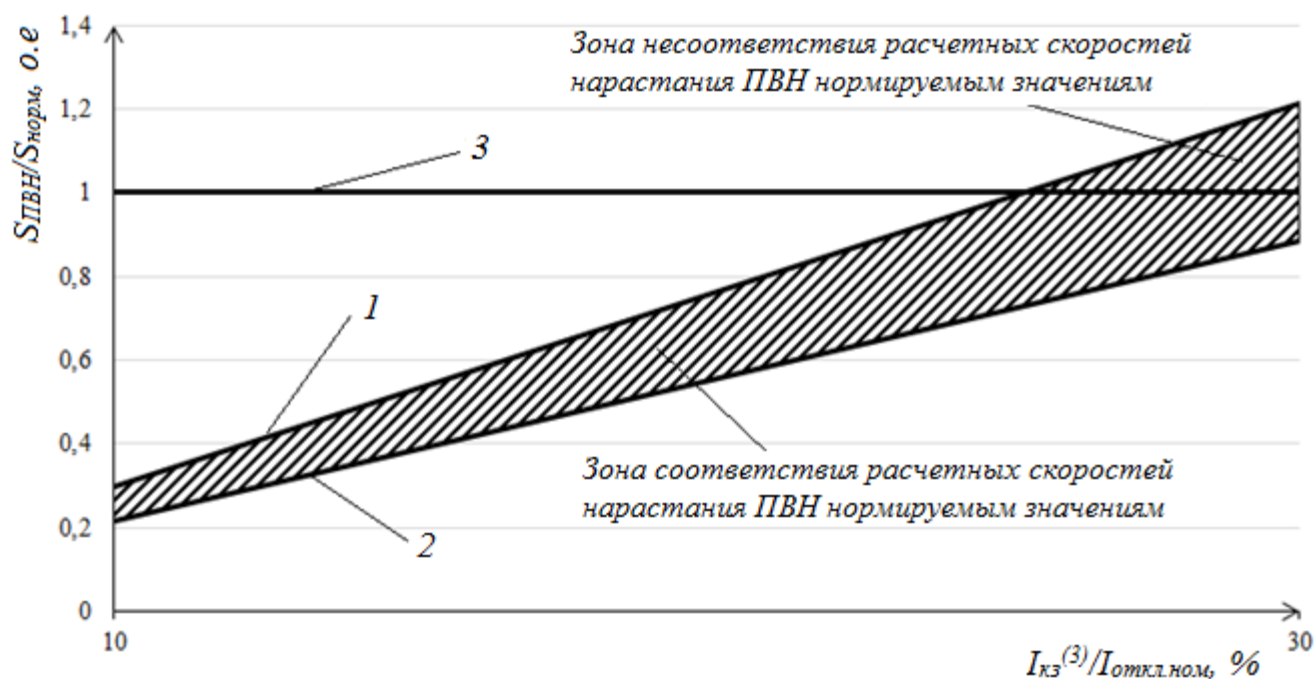


Рисунок 4.9. Зависимости отношений расчётных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношений  $I_{КЗ}^{(3)}/I_{откл.ном}$ :

1 – при  $N_{Л} = 2 \text{ шт.}$  и  $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$ ; 2 – при  $N_{Л} = 3 \text{ шт.}$  и  $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$ ;

3 – ГОСТ Р 52565 – 2006

Согласно рисунка 4.11 при  $N_{Л} = 2 \text{ шт.}$  расчётные скорости нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 500 кВ и с током  $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$  при отключении тока  $I_{КЗ}^{(3)} = 0,3 \cdot I_{откл.ном}$ , не соответствуют нормированным значениям, а при  $N_{Л} = 3 \text{ шт.}$  расчётные скорости нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 500 кВ и с током  $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$  при отключении тока  $I_{КЗ}^{(3)} = 0,3 \cdot I_{откл.ном}$  – соответствует нормированному.

Таким образом, из вышеприведенных графиков следует вывод, что в режиме неудаленного КЗ, отключения токов КЗ, превышающих 60% номинальных токов отключения выключателей, приводят к появлению сверхнормативных значений скорости нарастания ПВН. Токи КЗ на шинах РУ, превышающие 60% номинальных токов отключения выключателей, установленных на линейных

присоединениях ПС ЭЭС РТ, приведенных в таблицах 4.2 и 4.3, нуждаются в первоочередной проверке соответствия отключающей способности по скорости нарастания ПВН в режиме неудаленного КЗ.

Для уточнения расчётных условий, при которых возникают максимальные значения скорости нарастания восстанавливающихся напряжений исследования ПВН были продолжены.

#### 4.3. Разработка расчетной математической модели электромагнитных переходных процессов для исследования переходного восстанавливающегося напряжения и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных линиях электропередачи

В пункте главы 4.2 показано, что при КЗ на ЛЭП на расстоянии 1 км от выключателя с наименьшими количествами линейных присоединений шин РУ и с наибольшими значениями отношений токов КЗ к номинальным токам отключения выключателей, скорости нарастания ПВН на контактах выключателей увеличиваются. Однако, зависимости отношений расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным, от отношения токов КЗ к номинальным токам отключения выключателей, не дают возможности оценить влияния удаленности точки КЗ на ЛЭП от выключателя, на значения скоростей нарастания ПВН на контактах ВВ при отключении токов КЗ.

Для оценки влияния удаленности точки КЗ на ЛЭП от выключателя, с помощью программного комплекса *EMTP – RV* была разработана расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов для исследования параметров ПВН на контактах элегазовых выключателей 110 и 220 кВ при отключении неудаленных КЗ. Используемая в данном исследовании модель дуги элегазовых выключателей состоит из двух частей, одна из которых описана уравнением Кэсси, а другая – уравнением Майра.

Уравнения Кэсси и Майра описывают состояние дугового промежутка, но при этом они не могут претендовать на точное количественное описание дуги переменного тока. И тем не менее, критерии гашения, получаемые на их основе, представляют интерес, поскольку позволяют качественно проанализировать влияние вида и параметров схемы замещения на отключающую способность выключателя.

Краткое описание происхождения уравнений Кэсси и Майра были найдены в [40, 46, 47, 48], согласно которым мощность дуги может быть рассчитана следующим образом

$$P = u_{\delta} \cdot i_{\delta} = \Delta P + \frac{dQ}{dt}, \quad (4.1)$$

где  $u_{\delta}$  – напряжение дуги;  $i_{\delta}$  – ток дуги;  $\Delta P$  – потери мощности в дуге;  $Q$  – теплопроводность.

Проводимость дуги  $g$  в функции от  $Q$  определяется выражением:

$$g = g(Q) = g \left[ \int (P - \Delta P) dt \right]. \quad (4.2)$$

После дифференцирования уравнения (4.2), получим следующее выражение

$$\frac{dg}{dt} = \frac{dg(Q)}{dQ} \cdot \frac{dQ}{dt} = \frac{dg(Q)}{dQ} \cdot (P - \Delta P) \Leftrightarrow \frac{1}{g} \cdot \frac{dg}{dt} = \frac{g'(Q)}{g(Q)} \cdot (P - \Delta P). \quad (4.3)$$

Для решения уравнения (4.3) должны быть известны значения  $\Delta P$  и  $g(Q)$ . Кэсси и Майр предложили простые пути решения уравнения (4.3), используя отношения, вытекающие из закона Ома.

$$\left. \begin{aligned} P &= U \cdot I \\ U &= R \cdot I \\ g &= \frac{1}{R} \\ P &= U^2 \cdot g \end{aligned} \right\}. \quad (4.4)$$

Кэсси А.М. в 1939 году предполагал, что только охлаждение потока высокоионизированного газа (конвекция) в дуговом канале с постоянной температурой вызывает потери мощности. Это подразумевает, что площадь

дугового канала, прямо пропорциональна току, а напряжение на дуге является постоянным [61]. Используя эти предположения, получим линейное соотношение между проводимостью дуги и теплопроводностью.

$$\frac{1}{g} \cdot \frac{dg}{dt} = \frac{U_0^2 \cdot g}{Q} \cdot \left[ \left( \frac{u_d}{U_0} \right)^2 - 1 \right] = \frac{1}{\tau_\kappa} \cdot \left[ \left( \frac{u_d}{U_0} \right)^2 - 1 \right], \quad (4.5)$$

где  $U_0 = \sqrt{(\Delta P / g)}$  - постоянное напряжение на дуге;  $\tau_\kappa$  - постоянная времени проводимости, с которой изменяется диаметр дугового канала.

Умножая обе стороны уравнения (4.5) на проводимость дуги  $g$ , получим конечное выражение для уравнения Кэсси:

$$\frac{dg_\kappa}{dt} = \frac{1}{\tau_\kappa} \cdot \left[ \frac{u_d \cdot i_d}{U_0^2} - g_\kappa \right], \quad (4.6)$$

где индекс  $\kappa$  обозначает Кэсси.

Майр О. в 1943 году предположил, что потери мощности вызваны теплопроводностью при малых токах дуги. Это означает, что проводимость дуги сильно зависит от температуры, но довольно независима от площади дугового канала. Поэтому площадь дугового канала считается постоянной. Электрическая проводимость экспоненциально изменяется с температурой. Согласно Майру, связь между током и напряжением является постоянной, и что  $\Delta P = \text{const} = P_0$  [62].

$$\frac{1}{g} \cdot \frac{dg}{dt} = \frac{P_0}{Q} \cdot \left( \frac{P}{P_0} - 1 \right) = \frac{1}{\tau_m} \cdot \left( \frac{P}{P_0} - 1 \right), \quad (4.7)$$

где  $\tau_m$  - постоянная времени дугового охлаждения без теплового входа в дуговой канал.

Умножая обе стороны уравнения (4.7) на проводимость дуги  $g$ , получим конечное выражение для уравнения Майра:

$$\frac{dg_m}{dt} = \frac{1}{\tau_m} \cdot \left[ \frac{i_d^2}{P_0} - g_m \right], \quad (4.8)$$

где индекс  $m$  обозначает Майр.

Таким образом, уравнение Кэсси (4.6) дает хорошие результаты для больших токов, т.е. в начальный момент расхождения контактов, а уравнение Майра (4.8) описывает процесс горения дуги в окрестности перехода тока через нуль. Учитывая эти особенности в моделировании процессов в выключателях, используется комбинирование уравнений Кэсси и Майра. Общий процесс может быть представлен проводимостью дуги, заданной двумя дифференциальными моделями, работающими одновременно. Тогда полное сопротивление дуги  $r$  определяется [40]:

$$r = \frac{1}{g} = \frac{1}{g_m} + \frac{1}{g_k}. \quad (4.9)$$

На рисунке 4.12 показана комбинирование моделей дуги Кэсси и Майра.

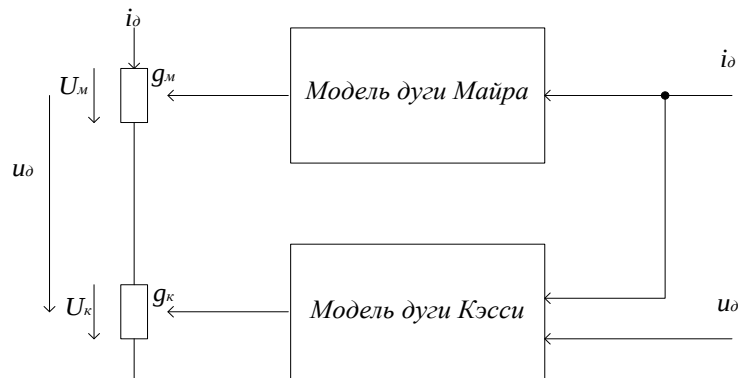


Рисунок 4.12. Комбинированная модель на основе уравнений Кэсси и Майра

В таблице 4.4 приведены постоянные значения, используемые для моделирования процессов в элегазовых выключателях [48].

Таблица 4.4. Постоянные значения, используемые для моделирования процессов в элегазовых выключателях

| Уравнение Кэсси |            | Уравнение Майра |             |
|-----------------|------------|-----------------|-------------|
| $\tau_k$ , мкс  | $U_0$ , кВ | $\tau_m$ , мкс  | $P_0$ , кВт |
| 0,8             | 2,35       | 0,22            | 8,8         |

На рисунке 4.13 представлена схема замещения электрической сети для расчета параметров ПВН на контактах элегазовых выключателей с номинальными напряжениями 110 и 220 кВ, в которой приняты следующие обозначения:  $E_c$  — эквивалентная ЭДС источника напряжения;  $L_c$  и  $R_c$  — эквивалентная индуктивность

и эквивалентное активное сопротивление со стороны источника напряжения;  $C_c$  – ёмкость на землю электрооборудования установленного на подстанции, шин распределительных устройств, силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения и тока, разъединителей и ВВ;  $L_l$ ,  $R_l$  и  $C_l$  – индуктивность, активное сопротивление и ёмкость на землю ЛЭП;  $B$  – исследуемые элегазовые выключатели с номинальными напряжениями 110 и 220 кВ.

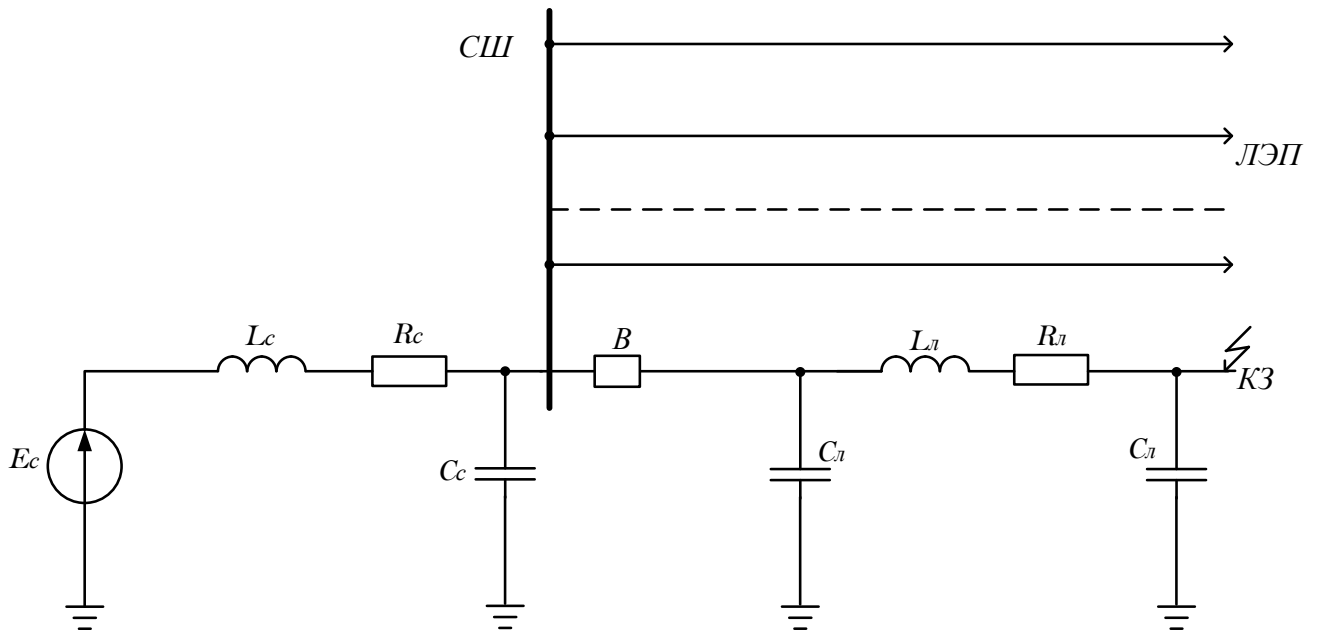


Рисунок 4.13. Схема замещения электрической сети для расчета параметров ПВН в режиме неудаленных КЗ

Для исследования влияния удаленности точек КЗ, расположенных на ЛЭП, от ВВ на параметры ПВН на контактах элегазовых выключателей напряжениями 110 и 220 кВ, были выполнены расчеты переходных процессов для случаев отключения токов трехфазных КЗ.

Удаленность точек КЗ, расположенных на ЛЭП, от элегазового выключателя  $\lambda$  в сетях 110 кВ варьировалась в диапазоне 0 – 35 км, а в сетях 220 кВ – в диапазоне 0 – 68 км. Расчетные значения отношений токов КЗ в точках, расположенных на ЛЭП, к токам КЗ на выводах элегазовых выключателей  $I_{кл}/I_{кз}$ , при указанной удаленности от ВВ до точек КЗ составили  $M = 0,1 \div 1$ . Номинальные токи отключения и расчетные токи КЗ на выводах, исследуемых элегазовых выключателей 110 и 220 кВ были приняты равными 40 кА, т.е.  $I_{кз} = I_{откл.ном.}$

Нормированные значения скоростей нарастания и первых амплитудных ПВН для исследуемых элегазовых выключателей напряжением 110 кВ равны 2 кВ/мкс и 100 кВ, а для 220 кВ равны 2 кВ/мкс и 200 кВ соответственно [11]. Количество линейных присоединений шин РУ в расчетах было принято 4 шт.

На рисунке 4.14 показаны зависимости скоростей нарастания ПВН от значений отношений токов КЗ в точках, расположенных на ЛЭП, к токам КЗ на выводах элегазовых выключателей напряжениями 110 и 220 кВ при значениях  $M = 0,1 \div 1$ .

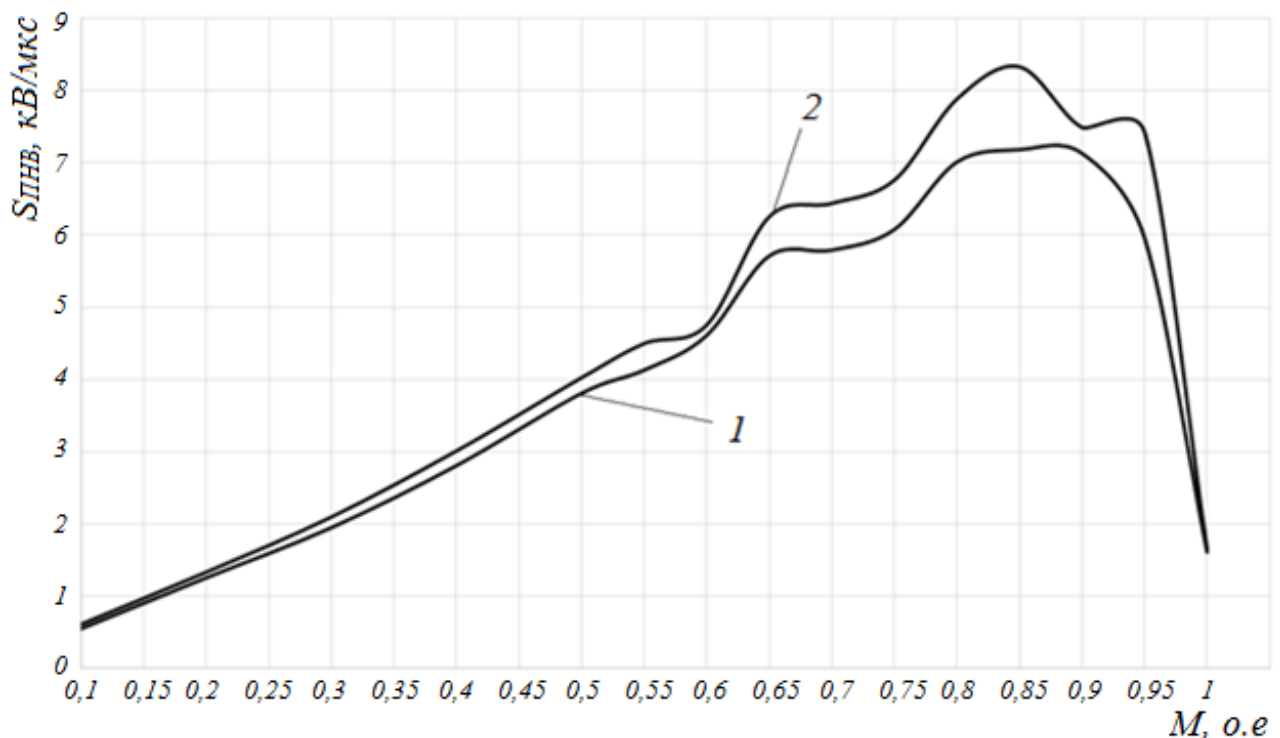


Рисунок 4.14. Зависимости скоростей нарастания ПВН на контактах элегазовых выключателей 110 кВ (кривая 1) и 220 кВ (кривая 2) от значений  $M$  в режиме неудаленного КЗ

Наличие экстремума функции  $S = f(M)$  на рисунке 4.14, можно объяснить тем, что по мере увеличения  $M$ , емкость и индуктивность участка линии между ВВ и КЗ уменьшаются, и, следовательно, частота колебаний восстанавливающихся напряжений увеличивается. По мере увеличения частоты колебаний восстанавливающихся напряжений, увеличивается активное сопротивление, отражающее потери в колебательном контуре. В результате, характер

восстанавливающегося напряжения меняется с периодического на апериодический, что приводит к уменьшению скорости нарастания ПВН.

Из рисунка 4.14 видно, что максимальное значение скорости нарастания ПВН, равное 7,18 кВ/мкс, превышающее нормированное значение в 3,017 раза, в сетях напряжением 110 кВ достигается при  $M = 0,85$ , а максимальное значение скорости нарастания ПВН, равное 8,328 кВ/мкс, превышающее нормированное значение в 3,499 раза, в сетях напряжением 220 кВ достигается при  $M = 0,85$ .

В таблице 4.5 приведены результаты расчетов скоростей нарастания  $S$  и первые амплитудные значения  $U_1$  ПВН на контактах элегазовых выключателей напряжениями 110 и 220 кВ в режиме неудаленного КЗ при  $M = 0,1 \div 1$ .

Таблица 4.5. Результаты расчетов параметров ПВН на контактах элегазовых выключателей напряжениями 110 и 220 кВ при  $M = 0,1 \div 1$

| $M=I_{кз}/I_{кн}$ | $U_n=110 \text{ кВ}$  |                     |                   | $U_n=220 \text{ кВ}$  |                     |                   |
|-------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|
|                   | $\lambda, \text{ км}$ | $S, \text{ кВ/мкс}$ | $U_1, \text{ кВ}$ | $\lambda, \text{ км}$ | $S, \text{ кВ/мкс}$ | $U_1, \text{ кВ}$ |
| 0,1               | 35                    | 0,553               | 128,2             | 68,1                  | 0,614               | 274,03            |
| 0,2               | 15,5                  | 1,256               | 128,1             | 30                    | 1,335               | 264,8             |
| 0,3               | 9,05                  | 1,95                | 118,9             | 17,65                 | 2,098               | 256,8             |
| 0,4               | 5,8                   | 2,81                | 106,8             | 11,35                 | 3,013               | 236,2             |
| 0,5               | 3,88                  | 3,81                | 99,1              | 7,56                  | 4,025               | 208,5             |
| 0,55              | 3,168                 | 4,13                | 90,8              | 6,22                  | 4,498               | 191,6             |
| 0,6               | 2,58                  | 4,61                | 81,2              | 5,038                 | 4,754               | 164,5             |
| 0,65              | 2,08                  | 5,71                | 81,1              | 4,042                 | 6,254               | 171,37            |
| 0,7               | 1,654                 | 5,79                | 65,99             | 3,24                  | 6,438               | 145,5             |
| 0,75              | 1,284                 | 6,076               | 53,47             | 2,518                 | 6,759               | 118,95            |
| 0,8               | 0,959                 | 7,01                | 49,035            | 1,89                  | 7,88                | 100,88            |
| 0,85              | 0,674                 | 7,18                | 33,01             | 1,342                 | 8,328               | 79,95             |
| 0,9               | 0,419                 | 7,13                | 22,81             | 0,836                 | 7,488               | 37,44             |
| 0,95              | 0,192                 | 5,96                | 8,35              | 0,398                 | 7,426               | 28,22             |
| 1                 | 0                     | 1,61                | 43,46             | 0                     | 1,657               | 89,5              |

Приведенные в таблице 4.5 значения параметров ПВН при отключении элегазовых выключателей напряжениями 110 и 220 кВ токов КЗ в режиме неудаленного КЗ, получены численным методом обработки результатов с использованием программного комплекса *EMTP – RV*, который позволил получить результаты расчетов как в виде осциллограмм, так и в виде табличных данных.

Таким образом, результаты исследования параметров ПВН на контактах элегазовых выключателей номинальными напряжениями 110 и 220 кВ в режиме неудаленного КЗ, полученные с использованием расчетной математической модели в программном комплексе *EMTP – RV*, показывают, что максимальные значения скорости нарастания ПВН  $S$  возникают при удаленности точек КЗ, расположенных на ЛЭП от ВВ, характеризующихся отношением тока КЗ на ЛЭП  $I_{кл}$  к максимально возможному току на выводах выключателя  $I_{кз}$  в диапазоне  $M = 0,7 \div 0,9$ .

#### 4.4. Верификация расчетных методов определения параметров переходных восстанавливающихся напряжений на контактах выключателя

Для верификации расчетных методов сопоставлены параметры ПВН на контактах высоковольтного выключателя при отключении тока КЗ в режиме неудаленного КЗ, определенные аналитическим путем в главе 1 пункте 1.3 с результатами, полученными с помощью моделирования в программном комплексе *EMTP – RV*.

Из рисунка 1.20 (стр. 46) видно, что первое амплитудное значение ПВН  $u_1$  равно 25,18 кВ при  $t = 4,59$  мкс, а скорость нарастания ПВН  $S$  на контактах выключателя составляет 5,486 кВ/мкс.

На рисунке 4.15 приведена схема для расчета параметров ПВН с помощью разработанной математической модели в программном комплексе *EMTP – RV*.

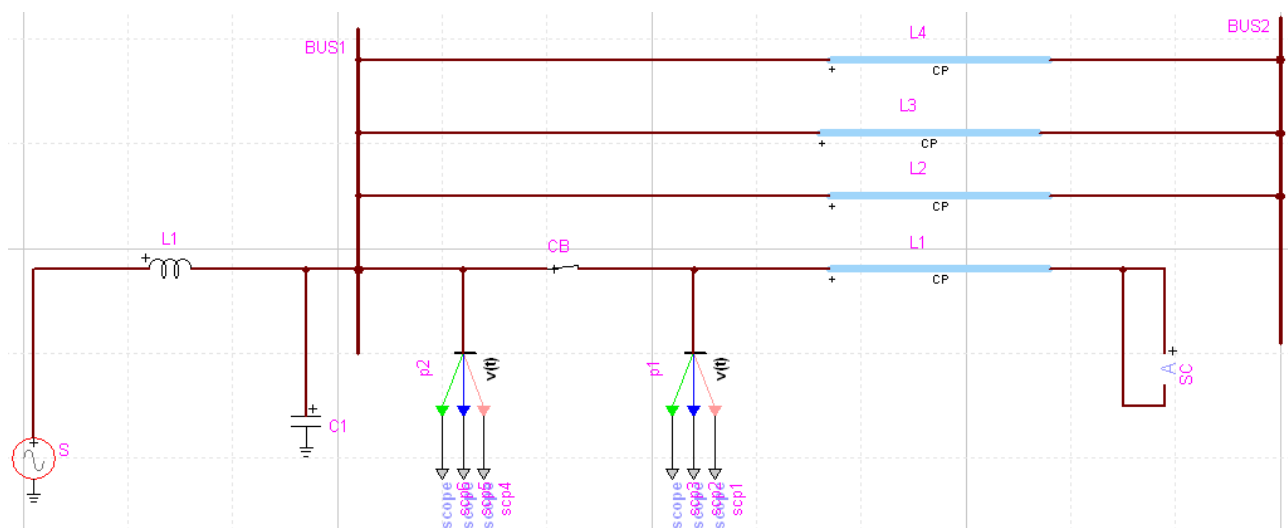


Рисунок 4.15. Расчетная схема для определения параметров ПВН с помощью программного комплекса *EMTP – RV*

На рисунке 4.16 приведена осциллограмма ПВН на контактах выключателя при отключении тока КЗ в режиме неудаленного КЗ, полученная с помощью программного комплекса *EMTP – RV*.

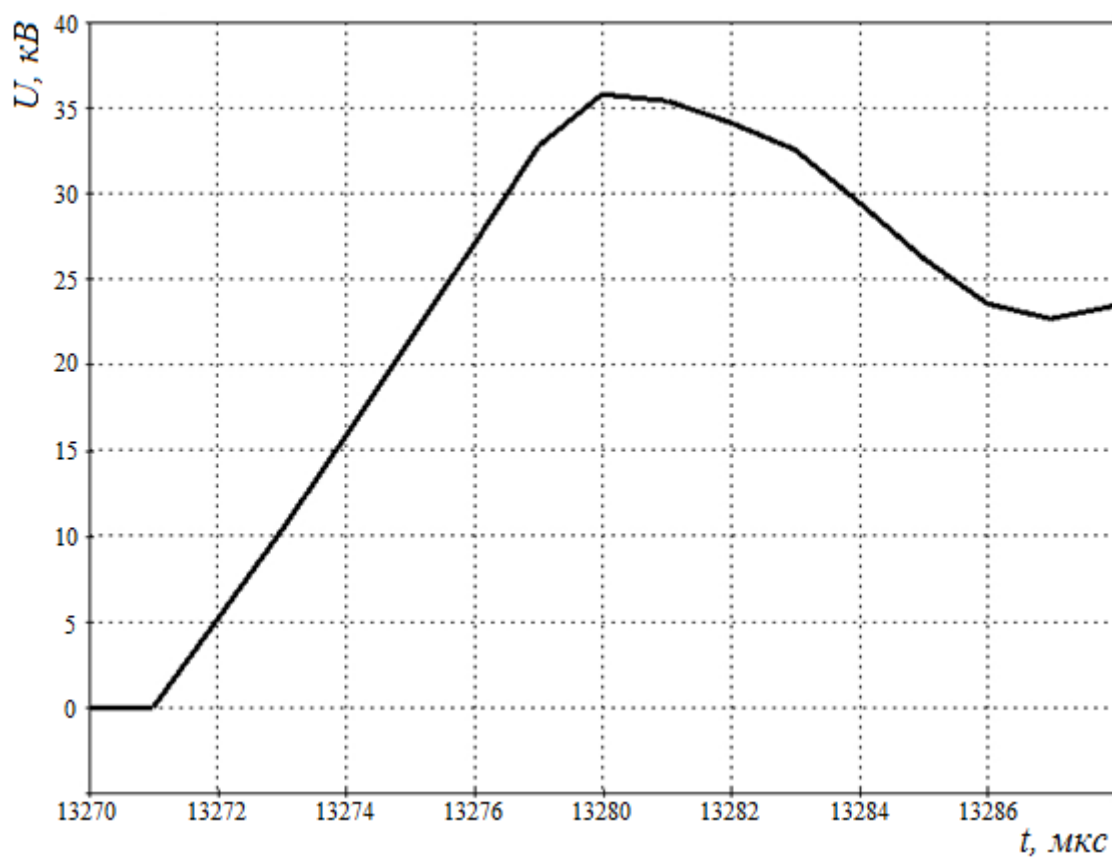


Рисунок 4.16. Осциллограмма ПВН на контактах выключателя при отключении тока КЗ в режиме неудаленного КЗ

На основании расчетов с помощью программного комплекса *EMTP – RV* были получены следующие значения основных параметров ПВН:

- Скорость нарастания ПВН –  $S = 5,1 \text{ кВ/мкс}$ ;
- Первое амплитудное значение ПВН –  $u_1 = 35,737 \text{ кВ}$ .

В таблице 4.6 приведены результаты скоростей нарастания  $S$  и первые амплитудные значения ПВН  $u_1$ , полученных аналитическим путем и с помощью программного комплекса *EMTP – RV*.

Таблица 4.6. Параметры ПВН полученных аналитическим путем и с помощью программного комплекса *EMTP – RV*

| Параметр                                        | $S, \text{кВ/мкс}$ | $u_1, \text{кВ}$ |
|-------------------------------------------------|--------------------|------------------|
| Значение, полученное аналитическим путем        | 5,486              | 25,18            |
| Значение, полученное с помощью <i>EMTP – RV</i> | 5,1                | 35,737           |
| Погрешность, %                                  | 7,036              | 29,54            |

Полученные расхождения погрешности объясняются тем, что разработанная математическая модель при вычислении ПВН на контактах выключателя учитывает емкости на землю электрооборудования  $C_\Sigma$ , установленного на рассматриваемой ПС и емкости ЛЭП  $C_\Delta$  от выключателя до точки КЗ. Эти емкости приводят к снижению скорости нарастания восстанавливающихся напряжений  $S$  как со стороны источника энергии, так и со стороны ЛЭП. В тоже время эти емкости приводят к увеличению амплитудного значения ПВН  $u_1$ .

#### 4.5. Разработка рекомендаций по уменьшению скорости нарастания переходных восстанавливающихся напряжений на контактах элегазового выключателя

Как показывает мировой опыт, эффективным средством снижения скорости нарастания ПВН на контактах выключателей при отключении токов КЗ являются

дополнительные емкости, установленные к фазным выводам выключателя со стороны ЛЭП [41, 18, 24].

Для исследования влияния дополнительной емкости на параметры ПВН на контактах элегазового выключателя в режиме неудаленного КЗ, была рассмотрена ПС со следующими параметрами:

- Номинальное напряжение – 110 кВ;
- Номинальный ток отключения элегазового выключателя – 40 кА;
- Ток КЗ на выводах элегазового выключателя – 40 кА;
- Отношение тока КЗ на ЛЭП, к току КЗ на выводах элегазового выключателя –  $M = 0,85$  (таблица 4.5);
- Ток КЗ на ЛЭП при  $M = 0,85$  – 34 кА;
- Количество линейных присоединений шин РУ – 4 шт;
- Длина и сечение проводов линейных присоединений шин РУ – 50 км и АС – 240 мм<sup>2</sup>;
- Суммарная емкость на землю электрооборудования, установленного на ПС – 50 нФ.

Для оценки влияния дополнительной емкости на скорости нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя 110 кВ, с помощью программного комплекса *EMTP – RV* была разработана расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов с учетом параметров дугогасящей камеры.

На рисунке 4.17 представлена схема замещения электрической сети с подключением дополнительной емкости к фазным выводам элегазового выключателя со стороны ЛЭП и землей  $C_0$ .

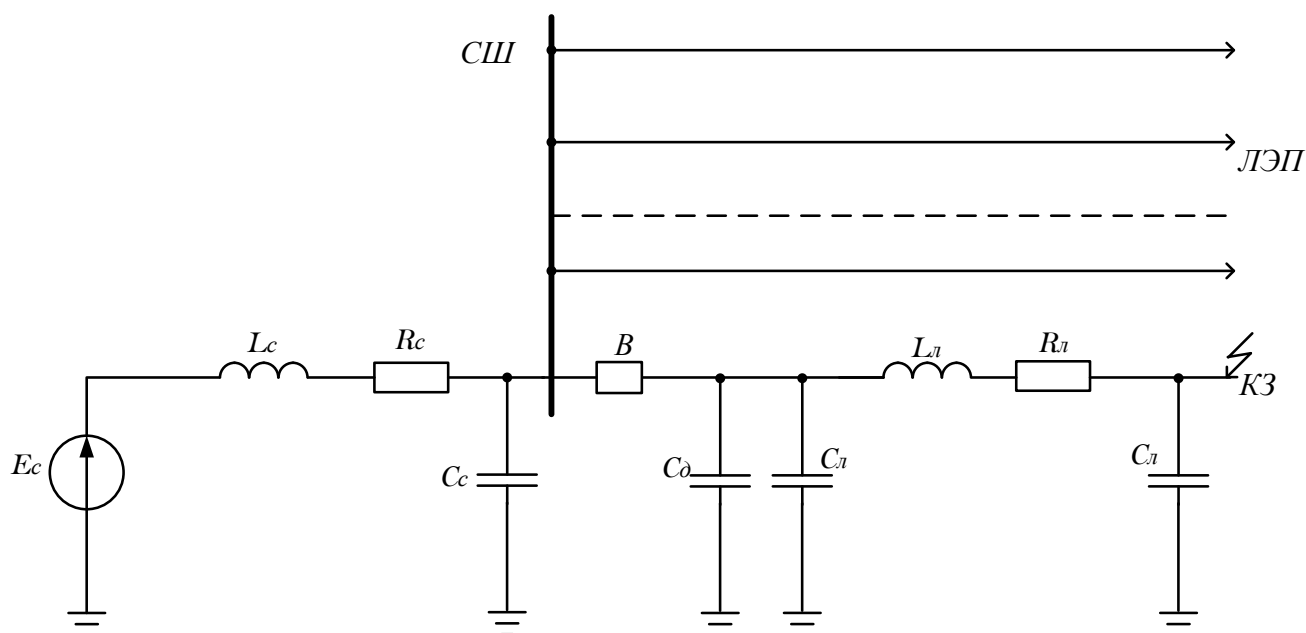


Рисунок 4.17. Схема замещения электрической сети с подключением дополнительной емкости для расчета ПВН

В таблице 4.7 сведены результаты расчетов параметров ПВН на контактах элегазового выключателя 110 кВ при отключении тока КЗ на ЛЭП до и после установки дополнительных емкостей 30, 40, 50 и 60 нФ.

Таблица 4.7. Результаты расчетов параметров ПВН

| $C_0, \text{нФ}$ | $S, \text{кВ/мкс}$ | $u_1, \text{кВ}$ |
|------------------|--------------------|------------------|
| 0                | 7,18               | 33,01            |
| 30               | 2,539              | 48,24            |
| 40               | 2,346              | 53,97            |
| 50               | 2,205              | 55,13            |
| 60               | 2,197              | 57,13            |

На рисунке 4.18 приведены расчетные осциллограммы ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 110 кВ при отключении тока КЗ на ЛЭП до и после установки дополнительных емкостей 30, 40, 50 и 60 нФ.

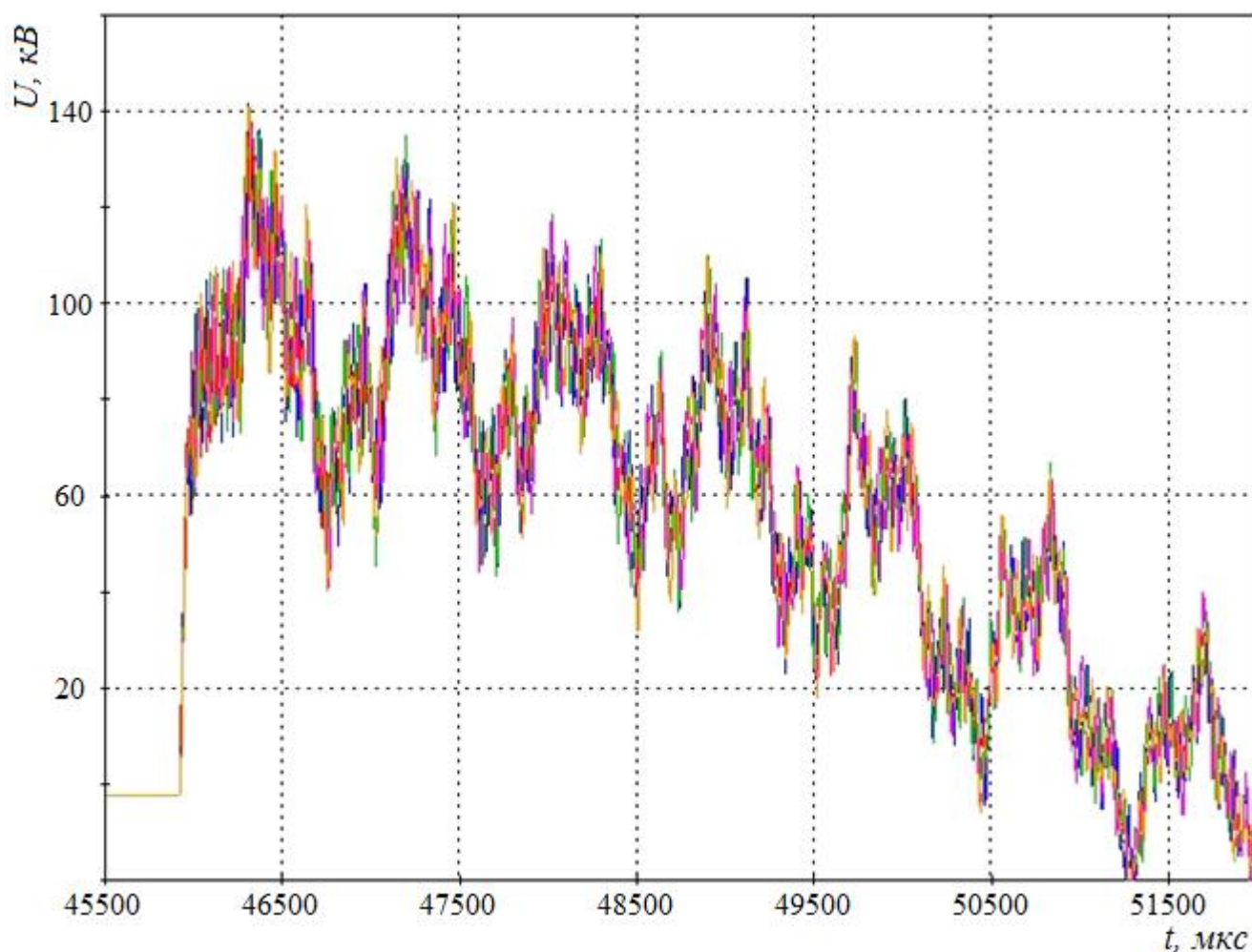


Рисунок 4.18. Расчетные осциллограммы ПВН до и после установки дополнительных емкостей

На рисунке 4.19 приведены в развернутом виде (рисунок 4.18) расчетные кривые ПВН на контактах элегазового выключателя с номинальным напряжением 110 кВ при отключении тока КЗ на ЛЭП до и после установки дополнительных емкостей 30, 40, 50 и 60 нФ, условная граничная линия ПВН, и линия запаздывания ПВН согласно ГОСТ Р 52565 – 2006.

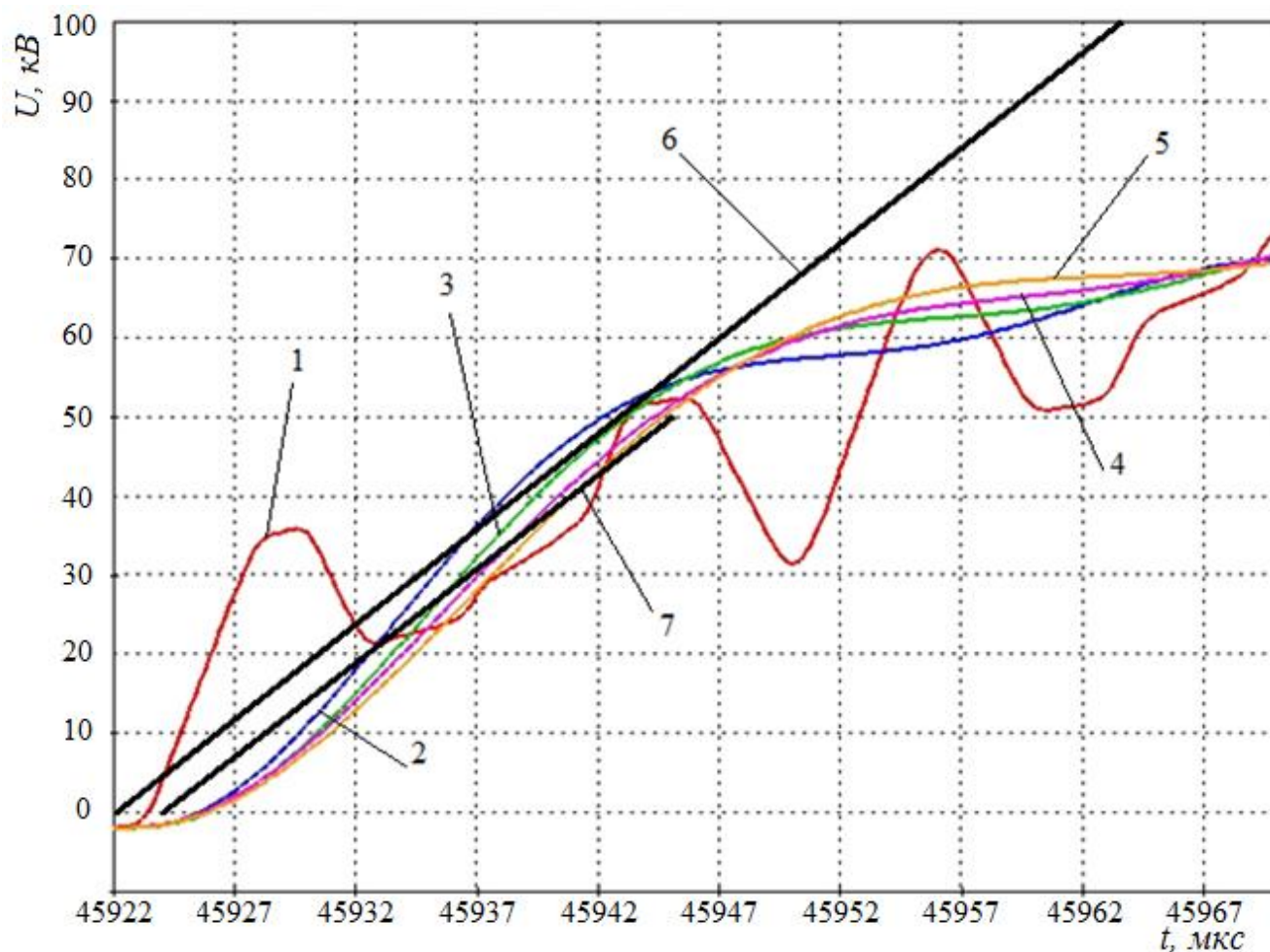


Рисунок 4.19. Расчетные кривые ПВН до (кривая 1) и после установки емкостей  $C_d = 30 \text{ нФ}$  (кривая 2),  $C_d = 40 \text{ нФ}$  (кривая 3),  $C_d = 50 \text{ нФ}$  (кривая 4),  $C_d = 60 \text{ нФ}$  (кривая 5), условная граничная линия ПВН (кривая 6) и линия запаздывания ПВН (кривая 7)

Как видно из рисунка 4.19, при отключении тока КЗ на ЛЭП, без установки дополнительной емкости скорость нарастания ПВН (кривая 1) на контактах элегазового выключателя выходит за пределы условной граничной линии ПВН (кривая 6) и дважды пересекает линию запаздывания ПВН (кривая 7). Также из рисунка 4.19 видно, что при установке дополнительной емкости  $C_d = 40 \text{ нФ}$ , скорость нарастания ПВН (кривая 3) не выходит за пределы условной граничной линии ПВН (кривая 6) и только один раз пересекает линию запаздывания (кривая 7). Уменьшение скорости нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя при установке дополнительной емкости между фазными выводами элегазового выключателя и землей со стороны ЛЭП объясняется тем, что

дополнительная емкость уменьшает высокочастотные колебания составляющих восстанавливающихся напряжений со стороны ЛЭП. Таким образом, анализируя полученные кривые ПВН, можно сделать вывод о том, что, чем больше значение дополнительной емкости, тем меньше скорость нарастания ПВН на контактах выключателя.

В результате анализа полученных значений скоростей нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя в режиме неудаленного КЗ при вариации различных параметров схемы, было установлено, что при выборе дополнительной емкости необходимо учитывать емкость на землю электрооборудования, установленного на рассматриваемой ПС, а также количество, сечения и длины проводов линейных присоединений шин РУ. При уменьшении емкости на землю электрооборудования или отключении части линейных присоединений шин РУ, скорость нарастания ПВН на контактах элегазового выключателя увеличивается. Поэтому, дополнительная емкость с параметрами, рассчитанными для шин ПС с большей емкостью на землю электрооборудования и с большим количеством линейных присоединений шин РУ, не приведет к уменьшению высокочастотных колебаний составляющих восстанавливающихся напряжений со стороны ЛЭП до значений, при которых скорость нарастания ПВН не выходит за пределы условной граничной линии ПВН. Например, при снижении емкости на землю электрооборудования, установленного на рассматриваемой выше ПС с 50 нФ до 25 нФ и отключении двух линейных присоединений  $N_{л}$  шин РУ, дополнительная емкость, равная 40 нФ не приведет к уменьшению скорости нарастания ПВН до нормируемого значения, рисунок 4.20.

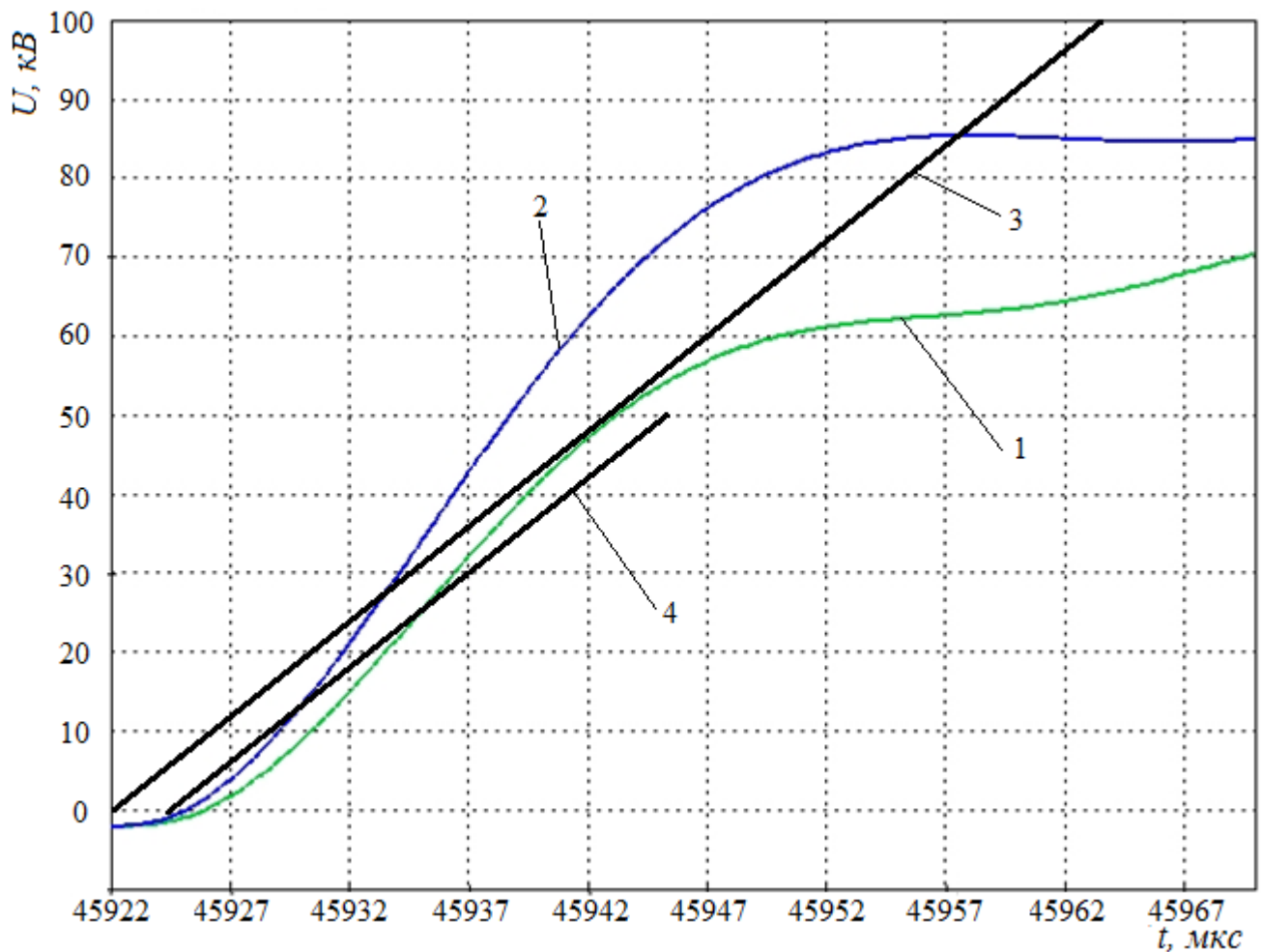


Рисунок 4.20. Расчетные кривые ПВН после установки дополнительной емкости  $C_d = 40 \text{ нФ}$  при суммарной емкости на землю электрооборудования  $50 \text{ нФ}$  и  $N_{\text{Л}} = 4 \text{ шт.}$  (кривая 1) и  $25 \text{ нФ}$  и  $N_{\text{Л}} = 2 \text{ шт.}$  (кривая 2), условная граничная линия ПВН (кривая 3) и линия запаздывания ПВН (кривая 4)

Отсюда следует, что при расчете скоростей нарастания и пиковых значений ПВН на контактах ВВ и выборе значения дополнительной емкости, необходимо учитывать, что значение емкости на землю электрооборудования, установленного на рассматриваемой ПС, и количество линейных присоединений шин РУ значительно влияют на значения параметров ПВН.

Таким образом, рекомендуется уменьшать скорости нарастания ПВН путем использования дополнительных емкостей, подключенных к фазным выводам выключателя со стороны ЛЭП и к шинам ПС (в случае, если значение составляющей восстанавливающегося напряжения со стороны источника превышает нормированное значение). В качестве дополнительной емкости

рекомендуется использовать экранированный силовой кабель, один конец которого подключен к выводам выключателя, а другой конец снабжен заглушкой из электроизоляционного материала. Например, при необходимости дополнительной емкости 40 нФ для уменьшения скорости нарастания ПВН на контактах выключателя до нормируемой, необходимо подключить экранированный силовой кабель сечением 500 мм<sup>2</sup> длиной 206 м к выводам выключателя.

Аналогичным методом можно уменьшать скорости нарастания ПВН на контактах выключателей с номинальными напряжениями выше 110 кВ.

### Выводы по главе

1. Определены интегральные параметры узлов электрических сетей для оценки соответствия отключающей способности выключателей южной части ЭЭС РТ параметрам ПВН.

Проведенный анализ влияния количества линейных присоединений и отключаемых токов КЗ на расчётные параметры ПВН на контактах ВВ напряжениями 110, 220 и 500 кВ, установленных в южной части ЭЭС РТ в режиме неудаленных КЗ показал, что пиковые значения ПВН не превышают нормированных параметров ПВН. Предельные значения количества линейных присоединений и отключаемых токов при которых скорости нарастания ПВН не превышают нормированных, составляют:

- Для выключателей 110 кВ –  $N_{\text{Л}} = 11$  шт. и  $I_{\text{кз}}^{(3)} = 12$  кА;
- Для выключателей 220 кВ –  $N_{\text{Л}} = 8$  шт. и  $I_{\text{кз}}^{(3)} = 14,5$  кА;
- Для выключателей 500 кВ –  $N_{\text{Л}} = 3$  шт. и  $I_{\text{кз}}^{(3)} = 15$  кА.

2. Разработана расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов в программном комплексе *ЕМТР – RV* для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП. Рекомендовано при выборе элегазовых выключателей с номинальными

напряжениями 110 и 220 кВ по параметрам ПВН обращать особое внимание на случаи, когда удаленность КЗ задается отношениями значений токов КЗ в точках КЗ к значениям токов КЗ на выводах ВВ равными 0,7 – 0,9.

3. Проведена верификация параметров ПВН на контактах выключателя при отключении тока КЗ, полученных аналитическим путем и с помощью математической модели. Показано, что расхождения результатов расчетов параметров ПВН находятся в пределах допустимой погрешности.

4. Разработана рекомендация, позволяющая уменьшать скорости нарастания ПВН при отключении неудаленных КЗ на воздушных ЛЭП, до нормированных значений. Рекомендуется уменьшать скорости нарастания ПВН путем использования дополнительных емкостей, подключенных к фазным выводам выключателя со стороны ЛЭП. В качестве дополнительной емкости рекомендуется использовать экранированный силовой кабель, один конец которого подключен к выводам выключателя, а другой конец снабжен заглушкой из электроизоляционного материала.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведено уточнение границ применения методов расчета, основанных на экспоненциальной, одночастотной и пилообразной формах кривых ПВН на контактах ВВ при отключении тока трехфазного КЗ на примере ПС 110/10 кВ. Показано, что при КЗ на выводах выключателя, скорость нарастания ПВН, определяемая методом, основанным на экспоненциальной форме кривой, не превышает нормированное значение, а при КЗ в точке, расположенной на ЛЭП на расстоянии 1 км от выключателя, скорость нарастания ПВН, определяемая методом, основанным на пилообразной форме кривой, в 1,83 раза превышает нормированное значение. Для выбора ВВ при проектировании и реконструкции электрических станций и ПС, рекомендуется определять параметры ПВН методом, основанном на пилообразной форме кривой.

2. Разработана расчетная модель южной части ЭЭС РТ, реализованная в программном комплексе *NEPLAN* с использованием параметров электрооборудования электростанций, подстанций, линий электропередачи и нагрузок ПС, позволяет определить токи КЗ в 115 узлах напряжением 110 кВ, в 37 узлах напряжением 220 кВ и в 3 узлах напряжением 500 кВ. Произведена верификация начальных действующих значений периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ, определенных с помощью расчетной модели, с начальными действующими значениями периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ, по данным отдела релейной защиты и автоматики эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик». Показано, что минимальное расхождение в результатах составило 3,7 %, а максимальное составило 15,1 %.

3. Выполнена оценка соответствия отключающей способности ВВ южной части ЭЭС РТ начальным действующим значениям периодической составляющей токов КЗ, которая показала, что масляные выключатели, установленные на 10 присоединениях шин ОРУ 110 кВ ПС Джангал и на 14 присоединениях шин ОРУ

110 кВ ГЭС Головная с номинальными токами отключения 20 кА, не способны отключить токи однофазного КЗ, которые составляют 23,4 и 23,5 кА.

Проведена оценка достаточности применения СДС для снижения уровней токов КЗ в узлах высокого напряжения южной части ЭЭС РТ с помощью программного комплекса *NEPLAN*, где оптимальные точки СДС в южной части ЭЭС РТ выбирались по принципу минимизирования потерь активной мощности и недопущения выхода напряжений за допустимые пределы. Установлено, что при применении СДС для условий ЭЭС РТ начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных КЗ в узлах электрических сетей 110, 220 и 500 кВ уменьшились в 1,005 – 1,8 раза. Показано, что применение СДС для условий ЭЭС РТ в сетях 110 кВ и выше, привело к увеличению потерь активной мощности на ЛЭП 220 кВ на 4,7 %, на ЛЭП 500 кВ на 7,4 %, в трансформаторах 110 кВ на 36,9 %, в трансформаторах 220 кВ на 18,1 %, в трансформаторах 500 кВ на 9,8 %. Исходя из принципа минимизирования потерь активной мощности в ЭЭС РТ, СДС объективно оказывается основным наиболее эффективным и малозатратным методом ограничения токов КЗ.

4. Выполнена оценка соответствия отключающей способности ВВ южной части ЭЭС РТ параметрам ПВН при неудаленном КЗ, для которой определено влияние интегральных параметров узлов электрических сетей на параметры ПВН. Проведенный анализ влияния количества линейных присоединений и отключаемых токов КЗ на расчётные параметры ПВН на контактах ВВ напряжениями 110, 220 и 500 кВ, установленных в южной части ЭЭС РТ в режиме неудаленных КЗ, показал, что пиковые значения ПВН не превышают нормированных параметров ПВН. Предельные значения количества линейных присоединений и отключаемых токов КЗ при которых скорости нарастания ПВН не превышают нормированные, составляют:

- Для выключателей 110 кВ –  $N_{\text{Л}} = 11$  шт. и  $I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 12$  кА;
- Для выключателей 220 кВ –  $N_{\text{Л}} = 8$  шт. и  $I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 14,5$  кА;
- Для выключателей 500 кВ –  $N_{\text{Л}} = 3$  шт. и  $I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 15$  кА.

5. Разработана расчетная математическая модель электромагнитных переходных процессов с помощью программного комплекса *EMTP – RV* для исследования ПВН и определения критических удаленности мест КЗ на воздушных ЛЭП. Рекомендовано при выборе элегазовых выключателей с номинальными напряжениями 110 и 220 кВ по параметрам ПВН, обращать особое внимание на случаи, когда удаленность КЗ задается отношениями значений токов КЗ в точках КЗ на ЛЭП к значениям токов КЗ на выводах ВВ, равными 0,7 – 0,9.

6. Разработана рекомендация, позволяющая уменьшать скорости нарастания ПВН при отключении неудаленных КЗ на воздушных ЛЭП, до нормированных значений. Рекомендуется уменьшать скорости нарастания ПВН путем использования дополнительных емкостей, подключенных к фазным выводам выключателя со стороны ЛЭП. В качестве дополнительной емкости рекомендуется использовать экранированный силовой кабель, один конец которого подключен к выводам выключателя, а другой конец снабжен заглушкой из электроизоляционного материала.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

РТ – Республика Таджикистан

КЗ – Короткое замыкание

ЭЭС – Электроэнергетическая система

ВВ – Высоковольтный выключатель

ПВН – Переходное восстанавливающееся напряжение

ЛЭП – Линия электропередачи

ОАХК – Открытая Акционерная Холдинговая Компания

РУ – Распределительное устройство

ГЭС – Гидроэлектростанция

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль

ЭС – Электрическая сеть

ПС – Подстанция

ВНИИЭ – Всесоюзный научно – исследовательский институт  
электроэнергетики

ГУП – Государственное унитарное предприятие

ВЭИ – Всероссийский электротехнический институт

РПН – Регулирование напряжение под нагрузкой

ШСВ – Шиносоединительный выключатель

СДС – Стационарное деление сети

ОРУ – Открытое распределительное устройство

СПВН – Собственное переходное восстанавливающееся напряжение

CASA – Central Asia South Asia

IEC – International Electrotechnical Commission

ANSI – American National Standards Institute

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Официальный сайт ОАХК «Барки Точик» [Сайт]. – URL: <http://www.barqitojik.tj/> (Дата обращения: 15.09.2015).
2. Худжасаидов Дж.Х., Рахимов Дж.Б., Султонов Ш.М., Ахъев Дж.С. Взаимовлияние режимов электрической сети Таджикистана с введением проекта CASA – 1000. Материалы трудов XIX Всероссийской научно – технической конференции. Том 2. Томск, 2013. Стр. 59 – 61.
3. Неклепаев, Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах / Б.Н. Неклепаев. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.
4. IEC 60909 – 0. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Calculation of currents. 2001. – 160 p.
5. РД 153 – 34.0 – 20.527 – 98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 149 с.
6. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений / И.П. Крючков и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – М.: Академия, 2005. – 416 с.
7. Антипов К.М., Востросаблин А.А., Жуков В.В., Кудрявцев Е.П., Крючков И.П., Кузнецов Ю.П., Мозгалева К.В., Неклепаев Б.Н., Пираторов М.В., Пойдо А.И., Шунтов А.В. О проблеме координации уровней токов короткого замыкания в энергосистемах // Электрические станции. – 2005. - №4. Стр.19 – 32.
8. Неклепаев, Б.Н. Проблема координации уровней токов короткого замыкания на электростанциях и в электрических сетях энергосистем. – Известия РАН. Энергетика, 1993, №6.
9. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебное пособие для электротехнических и энергетических вузов / С.А. Ульянов. М.: Энергия, 1970. – 520 с.

10. ГОСТ 687 – 78: Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 687 – 70 и ГОСТ 688 – 67; введ. 1980 – 01 – 01. – М.: Госстандарт СССР, 1980. – 108 с.
11. ГОСТ Р 52565 – 2006: Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. – Введ. 2007 – 04 – 01. – М.: Стандартинформ, 2007. – 91 с.
12. IEC 62271 – 100. International standard. High-voltage switchgear and controlgear. High-voltage alternating-current circuit - breakers. 2003. – 588 p.
13. ANSI/IEEE Std. C37.06 – 2009. IEEE Standard for AC High – Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis – Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V. – 46 p.
14. Ruben G. High Voltage Circuit Breakers. Design and Applications. Second Edition, Revised and Expanded. Marcel Dekker, 2002. – 473 p.
15. Складневский, Ю.И. Определение параметров восстанавливающегося напряжения при отключении коротких замыканий: Конспект лекций / Ю.И. Складневский: Общ. ред. П.П. Безруких. МЭИ. – М. – 1977. – 38 с.
16. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / А.А. Васильев и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2 – е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
17. Электрическая часть электростанций: учебник для вузов / С.В. Усов и др.; под ред. С.В. Усова. – 2 – е изд. перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
18. Denis D. Transient Recovery Voltages (TRVs) for High-Voltage Circuit Breakers Part 1. Chair CIGRE WG A3.28 & IEEE WG C37.011, Fellow IEEE San Antonio (USA), 19/09/2013. – 186 p.
19. Акодис, М.М. Определение восстанавливающихся напряжений на контактах выключателя / М.М. Акодис, П.А. Корзун. – М.: Энергия, 1968. – 192 с.

20. IEEE Application Guide for Transient Recovery Voltage for AC High – Voltage Circuit Breakers. 3 Park Avenue, New York, NY 10016 – 5997, USA. 10 February 2006. – 62 p.

21. IEEE Application Guide for Transient Recovery Voltage for AC High – Voltage Circuit Breakers. 3 Park Avenue, New York, NY 10016 – 5997, USA. 28 Nov 2011. – 97 p.

22. Skeats W. F, Titus C.H., Wilson W.R. Are with the General Electric Company. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems. Vol. 76, Issue 3. Philadelphia, april 1957. P. 1256 – 1264.

23. Челазнов, А.А. Статические основы эксплуатационной надежности выключателей в режиме отключения токов короткого замыкания: автореф. дис... докт. техн. наук.: 05.14.02 / Челазнов Александр Алексеевич. – Новосибирск, 2000. – 44 с.

24. Волков, М.С. Разработка рекомендаций по обеспечению отключающей способности выключателей в электрических сетях 110 – 220 кВ с токоограничивающими реакторами: автореф. дис... канд. техн. наук.: 05.14.02 / Волков Максим Сергеевич. – М., 2013. – 20 с.

25. Омокеева, А.А. Оценка генераторных выключателей малых ГЭС по параметрам коммутационных процессов: автореф. дис... канд. техн. наук.: 05.14.02 / Омокеева Айзада Абдиевна. – М., 2012. – 20 с.

26. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4 – е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

27. Лыкин, А.В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов: учебное пособие / А.В. Лыкин. – 2 – е изд. перераб. и доп. – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2009. – 228 с.

28. Электротехнический справочник: В4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Ред. В.Г. Герасимов и др.: Гл. ред. А.И. Попов. – 9 – е изд., стер. – М.: Изд – во МЭИ, 2004. – 964 с.

29. Рахимов Дж.Б., Гусев Ю.П. Рост уровней токов короткого замыкания – сдерживающий фактор развития экономики // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи: материалы IV – й российской молодежной научной школы – конференции. В.2 т. Т.2/ Томский политехнический университет. – Томск: Изд – во ООО «ЦРУ», 2016. Стр. 80 – 84.

30. Рахимов, Дж.Б. Разработка расчетной математической модели электроэнергетической системы Таджикистана в программном комплексе NEPLAN // Перспективы развития науки и образования: материалы VIII – й международной научно – практической конференции. Ч.1/ Таджикский технический университет им. акад. М.С. Осими. – Душанбе, 2016. Стр. 86 – 88.

31. Гусев О.Ю., Гусев Ю.П. и Трофимов В.А. Опыт использования расчетных моделей в распределительных сетях. Энергетик, 2015, №1. Стр. 25 – 27.

32. Smeets R., Sluis L., Kapetanovic M., Peelo D. F., Janssen A. Switching in Electrical Transmission and Distribution systems. 2015 John Wiley & Sons. 443 – p.

33. Методические указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

34. РД 153 – 34.3 – 35.125 – 99. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. – 2 – е изд. – СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 355 с.

35. Волков М.С., Гусев Ю.П. Оценка влияния характеристик токоограничивающего реактора на переходные восстанавливающиеся напряжения на контактах выключателя при отключении токов короткого замыкания. Наука и образование. 2013. Стр. 329 – 334.

36. Гусев Ю.П., Насыр уулу К., Рахимов Дж.Б. Анализ возможных причин задержки прохождения тока через нуль в линии «Датка Кемин» при отключении коротких замыканий. Вестник КРСУ, №9. 2017. Стр. 54 – 60.
37. Colclaser R.G., Beehler J.E., Garrity T.F. A field study of the short – line – fault component of transient recovery voltage. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS – 94, №6, 1975. P. 1943 – 1953.
38. Humphries M.B.. Transient recovery in the short line fault regime. Current interruption in high voltage networks, CEGB. 1978. P 29 – 65.
39. ANSI Standard C37.072 – 1971. Requirements for Transient Recovery Voltage for AC High – Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. American National Standards Institute. New York, 1971. – 54 p.
40. Habedank U. Application of a model for the evaluation of short circuit breaking test. IEEE Trans. Power Deliv. 8(4) (1993). P. 1921 – 1925.
41. Colclaser R.G., Berkebile L.E., Buettner D.E. The effect of capacitors on the short – line – fault component of transient recovery voltage. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS – 90, №2, 1971. P. 660 – 669.
42. ГОСТ 13109 – 97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Взамен ГОСТ 13109 – 87; введ. 1999 – 01 – 01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 35 с.
43. ГОСТ Р 52735 – 2007. Короткие замыкание в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – Введ. 2008 – 07 – 01. – М.: Стандартинформ, 2007. – 54 с.
44. NEPLAN Packages // NEPLAN Power System Analysis and Engineering. Zurich, Switzerland. URL: [http://www.neplan.ch/html/e/e\\_electricity\\_packages\\_default.htm](http://www.neplan.ch/html/e/e_electricity_packages_default.htm).
45. Гусев Ю.П., Насыр уулу К., Рахимов Дж.Б., Скурихина К.А. Расчет переходных восстанавливающихся напряжений при выборе выключателей для

электроустановок напряжением 110 кВ и выше // Вестник МЭИ. 2017. № 3. С. 28 – 32.

46. Kizilcay M. Breaking Capability of a SF6 Circuit Breaker for Short Circuits Close to a Generation Unit with Delayed Current Zero Crossing. International Conference on Power Systems Transients in Delft. Netherland, 2011.

47. Bizjak G., Zunko P., Povh D. Combined Model of SF6 Circuit Breaker for Use in Digital Simulation Programs. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 1, pp. 174 – 180, 2004.

48. Oramus P., Chmielewski T., Kuczek T., Piasecki W., Szewczyk M. Transient recovery voltage analysis for various current breaking mathematical models: shunt reactor and capacitor bank de-energization study. Archives of Electrical Engineering VOL. 64(3). 2015. – p. 441 – 458.

49. Любарский Д.Р., Рубцов А.А. Ограничение переходных восстанавливающихся напряжений при использовании токоограничивающих реакторов в сетях 110 – 220 кВ // Электрические станции. 2017. №2. С. 42 – 45.

50. Воронин В.А., Дмитриев К.С., Иванов И.А., Косолапов А.М., Любарский Д.Р. Ограничение токов КЗ и переходных восстанавливающихся напряжений в сетях 110 – 220 кВ // Электрические станции. 2012. №5. С. 50 – 54.

51. Мозгалев, К.В. Оценка эффективности ограничения токов короткого замыкания в сетях 110 – 500 кВ энергосистемы: автореф. дис... канд. техн. наук.: 05.14.02 / Мозгалев Константин Валерьевич. – М., 2005. – 20 с.

52. Игнатов В.В. Ограничение токов короткого замыкания делением электрических сетей и оценка его влияния на режимы энергосистемы: автореф. дис... канд. техн. наук.: 05.14.02 / Игнатов Василий Витальевич. – М., 2010. – 20 с.

53. Готман, В.И. Короткие замыкания и несимметричные режимы в электроэнергетических системах: учебное пособие / В.И. Готман. – Томск: Изд – во Томского политехнического университета, 2011. – 240 с.

54. Кадомская, К.П. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров, А. Рейхердт. – Новосибирск: НГТУ, 2004. – 319 с.

55. Гусев Ю.П., Касобов Л.С., Каюмов А.Г., Рахимов Дж.Б. Проверка выключателей высокого напряжения по параметрам переходных восстанавливающихся напряжений // Энергетик. 2017. №9. С. 28 – 30.

56. Рахимов Дж.Б., Насыр уулу К., Гусев Ю.П. О компьютерных технологиях в развитии электрических сетей // Энергия – 2017. Тезисы двенадцатой международной научно – практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 7т. Т.3. – Иваново: ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2017. – С. 20 – 21.

57. Рахимов Дж.Б. Сопоставление нормативных документов к требованиям энергосистем параметрами выключателей по переходным восстанавливающимся напряжениям // Наука и инновации в XXI веке: актуальные вопросы, достижения и тенденции развития. Доклад международной научно – практической конференции. – Душанбе: Ирам публишер, 2017. – С. 388 – 390.

58. Рахимов Дж.Б. Оценка уровней токов коротких замыканий в электрических сетях Таджикистана // Электроэнергетика, гидроэнергетика, надежность и безопасность. Доклад республиканской научно – практической конференции. – Душанбе: Промэкспо, 2016. – С. 36 – 39.

59. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.

60. ГОСТ 26522 – 85: Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. – Введ. 1986 – 07 – 01. – М: Издательство стандартов, 1986. – 19 с.

61. Sluis L.V. Transients in Power Systems. John Wiley & Sons Ltd, 2001. – 217 p.

62. Gustavsson N. Evaluation and Simulation of Black – box Arc Models for High Voltage Circuit – breakers. Linköping. 2004. – 67 p.

63. Hammarlund P. Transient Recovery Voltage Subsequent to Short Circuit Interruption, Proc. Royal Swedish Academy Engineering Sci., No. 189, 1946.

64. Воронин В.А. Повышение эффективности управления нормальными и аварийными электрическими режимами в районах мегаполисов: автореф. дис... канд. техн. наук.: 05.14.02 / Воронин Владимир Александрович. – Иваново, 2014. – 20 с.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1.** Результаты расчетов токов трехфазных и однофазных коротких замыканий в узлах 110, 220 и 500 кВ южной части энергосистемы Республики Таджикистан без применения и с применением стационарной делении сети

Таблица П1.1. Результаты расчета трехфазных КЗ в 115 узлах 110 кВ без применения СДС

| №  | ID     | Узел            | $U_n$ , кВ | $I_{n0}$ , кА | $i_{max}$ , кА | $i_a$ , кА |
|----|--------|-----------------|------------|---------------|----------------|------------|
| 1  | 3810   | Шурсай110       | 110        | 11,55         | 23,959         | 3,152      |
| 2  | 176803 | ТТМ110          | 110        | 16,816        | 39,165         | 9,329      |
| 3  | 9526   | Чапаев110       | 110        | 4,118         | 7,215          | 0,252      |
| 4  | 5168   | НС№2.110        | 110        | 8,581         | 17,511         | 2,089      |
| 5  | 1094   | Промышленная110 | 110        | 15,943        | 35,536         | 6,882      |
| 6  | 11154  | Ховалинг110     | 110        | 1,476         | 2,59           | 0,092      |
| 7  | 10888  | Куляб110        | 110        | 6,955         | 14,9           | 2,353      |
| 8  | 10895  | II Куляб110     | 110        | 6,955         | 14,9           | 2,353      |
| 9  | 3274   | ПТФ110          | 110        | 11,11         | 22,511         | 2,569      |
| 10 | 10613  | Куляб-Дарья110  | 110        | 6,956         | 14,157         | 1,66       |
| 11 | 3004   | Локаен110       | 110        | 1,282         | 2,017          | 0,013      |
| 12 | 11713  | Свердлова110    | 110        | 4,275         | 8,123          | 0,594      |
| 13 | 1378   | ДТЭЦ110         | 110        | 18,192        | 42,924         | 10,832     |
| 14 | 565    | Шахри110        | 110        | 14,949        | 31,138         | 4,198      |
| 15 | 12530  | II Герань110    | 110        | 5,018         | 10,857         | 1,806      |
| 16 | 11453  | Центральная110  | 110        | 11,984        | 25,744         | 4,122      |
| 17 | 5734   | Навруз110       | 110        | 6,857         | 13,314         | 1,142      |
| 18 | 12260  | Искра110        | 110        | 3,044         | 6,34           | 0,854      |
| 19 | 12529  | Герань110       | 110        | 5,018         | 10,858         | 1,806      |
| 20 | 176826 | II Главная110   | 110        | 17,572        | 40,396         | 9,067      |
| 21 | 176825 | Главная110      | 110        | 17,572        | 40,396         | 9,067      |
| 22 | 12815  | Береговая110    | 110        | 2,643         | 5,324          | 0,585      |
| 23 | 3568   | Вахдат110       | 110        | 9,415         | 18,852         | 1,995      |
| 24 | 4928   | Советская110    | 110        | 15,905        | 34,027         | 5,331      |
| 25 | 2496   | Спортивная110   | 110        | 13,979        | 29,727         | 4,505      |
| 26 | 864    | Парвоз110       | 110        | 7,514         | 13,389         | 0,558      |
| 27 | 9578   | 20 С.И.110      | 110        | 8,326         | 16,59          | 1,7        |
| 28 | 9037   | Промводхоз110   | 110        | 9,472         | 17,614         | 1,083      |
| 29 | 12030  | Гулистон110     | 110        | 4,228         | 7,95           | 0,536      |
| 30 | 895    | Заводская110    | 110        | 14,999        | 32,503         | 5,453      |
| 31 | 9870   | Хатлон110       | 110        | 8,866         | 20,248         | 4,406      |
| 32 | 8779   | Ай-Камар110     | 110        | 6,893         | 12,512         | 0,623      |
| 33 | 5235   | Султонобод110   | 110        | 8,728         | 17,859         | 2,165      |
| 34 | 4417   | II СШ Новая 110 | 110        | 20,233        | 48,645         | 13,311     |
| 35 | 2260   | ХБК110          | 110        | 16,816        | 39,165         | 9,329      |
| 36 | 9878   | II Хатлон110    | 110        | 8,866         | 20,248         | 4,406      |
| 37 | 4985   | НС№1.110        | 110        | 11,887        | 25,805         | 4,37       |
| 38 | 2538   | Сохили110       | 110        | 16,069        | 34,75          | 5,766      |
| 39 | 10964  | Бохтар110       | 110        | 4,6           | 8,964          | 0,789      |

Продолжение таблицы П1.1

|    |        |                              |     |        |        |        |
|----|--------|------------------------------|-----|--------|--------|--------|
| 40 | 12616  | Дустил10                     | 110 | 5,09   | 10,621 | 1,446  |
| 41 | 12346  | Гидроузел110                 | 110 | 2,517  | 5,012  | 0,511  |
| 42 | 10708  | Исмоилов110                  | 110 | 8,524  | 19,247 | 3,971  |
| 43 | 6624   | Гарм110                      | 110 | 1,841  | 3,352  | 0,171  |
| 44 | 6627   | II Гарм110                   | 110 | 1,841  | 3,352  | 0,171  |
| 45 | 5542   | Орд-Абад-1.110               | 110 | 7,799  | 15,694 | 1,715  |
| 46 | 1733   | Карамова110                  | 110 | 13,574 | 28,194 | 3,738  |
| 47 | 8270   | Головная110                  | 110 | 20,302 | 49,212 | 13,937 |
| 48 | 11800  | Гараути110                   | 110 | 6,969  | 14,896 | 2,322  |
| 49 | 4468   | II СШ ДТЭЦ 110               | 110 | 18,192 | 42,924 | 10,831 |
| 50 | 176381 | II Заводская110              | 110 | 14,999 | 32,499 | 5,449  |
| 51 | 9907   | Восел110                     | 110 | 8,787  | 18,088 | 2,274  |
| 52 | 9908   | II Восел110                  | 110 | 8,787  | 18,088 | 2,274  |
| 53 | 8272   | II Головная110               | 110 | 20,302 | 49,211 | 13,935 |
| 54 | 4741   | Бахор110                     | 110 | 18,038 | 41,53  | 9,386  |
| 55 | 12900  | Карадум110                   | 110 | 2,539  | 4,783  | 0,327  |
| 56 | 5838   | Файзабад110                  | 110 | 7,078  | 14,209 | 1,528  |
| 57 | 11000  | Дагана110                    | 110 | 3,16   | 5,85   | 0,347  |
| 58 | 11553  | II Колхозобод110             | 110 | 8,817  | 19,458 | 3,586  |
| 59 | 674    | Чорякорон110                 | 110 | 11,598 | 22,236 | 1,739  |
| 60 | 4495   | II СШ. Северная110           | 110 | 15,581 | 34,535 | 6,504  |
| 61 | 4223   | ОС110                        | 110 | 10,04  | 18,884 | 1,274  |
| 62 | 3403   | Ляур110                      | 110 | 11,043 | 21,581 | 1,939  |
| 63 | 11552  | Колхозобод110                | 110 | 8,805  | 19,433 | 3,583  |
| 64 | 10749  | Сомони110                    | 110 | 6,55   | 13,792 | 1,979  |
| 65 | 9654   | Прядильная110                | 110 | 11,651 | 25,481 | 4,485  |
| 66 | 9657   | II Прядильная110             | 110 | 11,634 | 25,445 | 4,479  |
| 67 | 10483  | Фархор110                    | 110 | 5,126  | 9,256  | 0,438  |
| 68 | 3422   | Восточная110                 | 110 | 12,364 | 26,099 | 3,796  |
| 69 | 3696   | ОРДЖ-АБАД-2.110              | 110 | 13,927 | 31,491 | 6,539  |
| 70 | 12140  | Шаартуз110                   | 110 | 4,729  | 10,543 | 2,044  |
| 71 | 5334   | Промбаза110                  | 110 | 5,862  | 10,666 | 0,543  |
| 72 | 2890   | Тургак110                    | 110 | 2,422  | 3,972  | 0,058  |
| 73 | 4541   | II Джангал110                | 110 | 19,656 | 45,097 | 10,028 |
| 74 | 4807   | Жукова110                    | 110 | 13,069 | 26,866 | 3,35   |
| 75 | 1815   | Северная110                  | 110 | 15,581 | 34,535 | 6,504  |
| 76 | 10252  | Тоскала110                   | 110 | 5,467  | 10,241 | 0,669  |
| 77 | 9428   | Ломоносова110                | 110 | 6,047  | 10,91  | 0,513  |
| 78 | 6979   | Ляхш110                      | 110 | 0,896  | 1,564  | 0,052  |
| 79 | 3181   | Юго-Западный<br>Водозабор110 | 110 | 10,966 | 20,894 | 1,559  |

## Продолжение таблицы П1.1

|     |        |                   |     |        |        |        |
|-----|--------|-------------------|-----|--------|--------|--------|
| 80  | 11071  | Амиршоев110       | 110 | 2,724  | 4,971  | 0,259  |
| 81  | 11875  | Кабадиён110       | 110 | 4,916  | 10,731 | 1,871  |
| 82  | 12701  | Калинина110       | 110 | 4,894  | 9,494  | 0,809  |
| 83  | 2098   | Касри Миллат110   | 110 | 17,777 | 41,516 | 10,01  |
| 84  | 5100   | НС№3.110          | 110 | 8,779  | 17,979 | 2,192  |
| 85  | 472    | Новая110          | 110 | 20,234 | 48,652 | 13,319 |
| 86  | 2369   | Джангал110        | 110 | 19,657 | 45,099 | 10,03  |
| 87  | 4557   | II ОРДЖ-АБАД2.110 | 110 | 13,927 | 31,49  | 6,538  |
| 88  | 12439  | Бешкент110        | 110 | 3,031  | 5,925  | 0,533  |
| 89  | 6184   | Оби Гарм110       | 110 | 6,462  | 13,909 | 2,251  |
| 90  | 481    | Гиссар110         | 110 | 8,477  | 15,472 | 0,809  |
| 91  | 4018   | Южный Портал110   | 110 | 2,212  | 3,877  | 0,136  |
| 92  | 5926   | Хамза110          | 110 | 6,276  | 12,642 | 1,39   |
| 93  | 759    | Дзержинская110    | 110 | 6,821  | 12,02  | 0,447  |
| 94  | 11361  | Шугноу110         | 110 | 0,99   | 1,712  | 0,052  |
| 95  | 5949   | Рогун110          | 110 | 6,92   | 15,342 | 2,894  |
| 96  | 9483   | Ташрабад110       | 110 | 8,255  | 15,572 | 1,075  |
| 97  | 5664   | Даштибед110       | 110 | 6,585  | 12,252 | 0,757  |
| 98  | 3764   | Академгородок110  | 110 | 12,252 | 26,065 | 3,958  |
| 99  | 1598   | Лучоб110          | 110 | 15,592 | 33,733 | 5,611  |
| 100 | 8943   | Курган-Тюбе110    | 110 | 10,838 | 22,949 | 3,397  |
| 101 | 8950   | II Курган-Тюбе110 | 110 | 10,838 | 22,952 | 3,399  |
| 102 | 7862   | Лолазор110        | 110 | 9,717  | 24,15  | 7,573  |
| 103 | 5952   | II Рогун110       | 110 | 6,92   | 15,342 | 2,894  |
| 104 | 9774   | II Руми110        | 110 | 5,129  | 11,54  | 2,339  |
| 105 | 9773   | Руми110           | 110 | 5,129  | 11,54  | 2,339  |
| 106 | 5408   | Семиганч110       | 110 | 10,934 | 23,305 | 3,577  |
| 107 | 3513   | Анзоб110          | 110 | 10,092 | 20,718 | 2,562  |
| 108 | 11666  | Джиликуль110      | 110 | 6,483  | 13,436 | 1,759  |
| 109 | 7870   | II Лолазор110     | 110 | 9,728  | 24,176 | 7,581  |
| 110 | 176797 | II ТТМ110         | 110 | 16,816 | 39,165 | 9,329  |
| 111 | 4880   | КВЗ110            | 110 | 8,953  | 17,291 | 1,428  |
| 112 | 4883   | II КВЗ110         | 110 | 8,952  | 17,292 | 1,428  |
| 113 | 9240   | Перепадная110     | 110 | 16,439 | 36,315 | 6,726  |
| 114 | 2707   | Фирдавси110       | 110 | 14,943 | 31,29  | 4,348  |
| 115 | 10352  | Кзыл-Су110        | 110 | 6,468  | 12,4   | 0,969  |

Таблица П1.2. Результаты расчета однофазных КЗ в 115 узлах 110 кВ без применения СДС

| №  | ID     | Узел            | $U_n$ , кВ | $I_{n0}$ , кА | $i_{max}$ , кА | $i_a$ , кА |
|----|--------|-----------------|------------|---------------|----------------|------------|
| 1  | 3810   | Шурсай110       | 110        | 10,898        | 22,458         | 2,842      |
| 2  | 176803 | ТТМ110          | 110        | 19,212        | 44,75          | 10,664     |
| 3  | 9526   | Чапаев110       | 110        | 3,477         | 6,087          | 0,211      |
| 4  | 5168   | НС№2.110        | 110        | 7,055         | 14,329         | 1,66       |
| 5  | 1094   | Промышленная110 | 110        | 16,333        | 36,182         | 6,796      |
| 6  | 11154  | Ховалинг110     | 110        | 1,663         | 2,917          | 0,104      |
| 7  | 10888  | Куляб110        | 110        | 7,796         | 16,698         | 2,632      |
| 8  | 10895  | II Куляб110     | 110        | 7,796         | 16,698         | 2,632      |
| 9  | 3274   | ПТФ110          | 110        | 11,089        | 22,297         | 2,424      |
| 10 | 10613  | Куляб-Дарья110  | 110        | 6,394         | 13,008         | 1,522      |
| 11 | 3004   | Локаен110       | 110        | 0,791         | 1,244          | 0,008      |
| 12 | 11713  | Свердлова110    | 110        | 3,39          | 6,44           | 0,471      |
| 13 | 1378   | ДТЭЦ110         | 110        | 21,614        | 51,082         | 12,984     |
| 14 | 565    | Шахри110        | 110        | 14,333        | 29,554         | 3,753      |
| 15 | 12530  | II Герань110    | 110        | 5,805         | 12,558         | 2,086      |
| 16 | 11453  | Центральная110  | 110        | 10,136        | 21,763         | 3,475      |
| 17 | 5734   | Навруз110       | 110        | 5,396         | 10,443         | 0,875      |
| 18 | 12260  | Искра110        | 110        | 3,345         | 6,964          | 0,937      |
| 19 | 12529  | Герань110       | 110        | 5,805         | 12,558         | 2,087      |
| 20 | 176826 | II Главная110   | 110        | 20,535        | 47,398         | 10,837     |
| 21 | 176825 | Главная110      | 110        | 20,535        | 47,398         | 10,837     |
| 22 | 12815  | Береговая110    | 110        | 2,759         | 5,557          | 0,611      |
| 23 | 3568   | Вахдат110       | 110        | 9,421         | 18,739         | 1,898      |
| 24 | 4928   | Советская110    | 110        | 17,1          | 37,681         | 6,891      |
| 25 | 2496   | Спортивная110   | 110        | 13,986        | 29,875         | 4,641      |
| 26 | 864    | Парвоз110       | 110        | 6,161         | 11,386         | 0,665      |
| 27 | 9578   | 20 С.И.110      | 110        | 7,623         | 15,173         | 1,544      |
| 28 | 9037   | Промводхоз110   | 110        | 8,455         | 15,719         | 0,964      |
| 29 | 12030  | Гулистон110     | 110        | 4,016         | 7,55           | 0,508      |
| 30 | 895    | Заводская110    | 110        | 14,771        | 31,774         | 5,127      |
| 31 | 9870   | Хатлон110       | 110        | 10,181        | 23,242         | 5,05       |
| 32 | 8779   | Ай-Камар110     | 110        | 6,233         | 11,285         | 0,548      |
| 33 | 5235   | Султонобод110   | 110        | 7,223         | 14,708         | 1,731      |
| 34 | 4417   | II СШ Новая 110 | 110        | 24,925        | 59,88          | 16,333     |
| 35 | 2260   | ХБК110          | 110        | 19,266        | 44,875         | 10,694     |
| 36 | 9878   | II Хатлон110    | 110        | 10,181        | 23,242         | 5,05       |
| 37 | 4985   | НС№1.110        | 110        | 11,429        | 24,675         | 4,058      |
| 38 | 2538   | Сохили110       | 110        | 17,235        | 37,913         | 6,873      |

## Продолжение таблицы П1.2

|    |        |                    |     |        |        |        |
|----|--------|--------------------|-----|--------|--------|--------|
| 39 | 10964  | Бохтар110          | 110 | 4,387  | 8,548  | 0,751  |
| 40 | 12616  | Дусти110           | 110 | 5,615  | 11,714 | 1,593  |
| 41 | 12346  | Гидроузел110       | 110 | 2,552  | 5,081  | 0,517  |
| 42 | 10708  | Исмоилов110        | 110 | 9,485  | 21,411 | 4,41   |
| 43 | 6624   | Гарм110            | 110 | 1,874  | 3,409  | 0,173  |
| 44 | 6627   | II Гарм110         | 110 | 1,874  | 3,409  | 0,173  |
| 45 | 5542   | Орд-Абад-1.110     | 110 | 6,819  | 13,662 | 1,451  |
| 46 | 1733   | Карамова110        | 110 | 12,878 | 26,5   | 3,324  |
| 47 | 8270   | Головная110        | 110 | 23,523 | 56,986 | 16,1   |
| 48 | 11800  | Гараути110         | 110 | 7,17   | 15,321 | 2,384  |
| 49 | 4468   | II СШ ДТЭЦ 110     | 110 | 21,614 | 51,082 | 12,984 |
| 50 | 176381 | II Заводская110    | 110 | 14,77  | 31,77  | 5,122  |
| 51 | 9907   | Восе110            | 110 | 8,693  | 17,886 | 2,243  |
| 52 | 9908   | II Восе110         | 110 | 8,692  | 17,886 | 2,243  |
| 53 | 8272   | II Головная110     | 110 | 23,523 | 56,985 | 16,098 |
| 54 | 4741   | Бахор110           | 110 | 19,833 | 45,46  | 10,065 |
| 55 | 12900  | Карадум110         | 110 | 2,279  | 4,293  | 0,293  |
| 56 | 5838   | Файзабад110        | 110 | 6,009  | 12,028 | 1,269  |
| 57 | 11000  | Дагана110          | 110 | 3,286  | 6,083  | 0,36   |
| 58 | 11553  | II Колхозобод110   | 110 | 9,734  | 21,473 | 3,95   |
| 59 | 674    | Чорякорон110       | 110 | 10,53  | 20,388 | 1,714  |
| 60 | 4495   | II СШ. Северная110 | 110 | 16,066 | 35,371 | 6,441  |
| 61 | 4223   | ОС110              | 110 | 8,222  | 15,329 | 0,963  |
| 62 | 3403   | Ляур110            | 110 | 10,275 | 19,903 | 1,679  |
| 63 | 11552  | Колхозобод110      | 110 | 9,724  | 21,454 | 3,948  |
| 64 | 10749  | Сомони110          | 110 | 6,813  | 14,344 | 2,055  |
| 65 | 9654   | Прядильная110      | 110 | 12,265 | 26,794 | 4,688  |
| 66 | 9657   | II Прядильная110   | 110 | 12,253 | 26,767 | 4,684  |
| 67 | 10483  | Фархор110          | 110 | 6,078  | 10,971 | 0,518  |
| 68 | 3422   | Восточная110       | 110 | 12,608 | 26,427 | 3,694  |
| 69 | 3696   | ОРДЖ-АБАД-2.110    | 110 | 14,944 | 33,601 | 6,792  |
| 70 | 12140  | Шаартуз110         | 110 | 5,396  | 12,028 | 2,329  |
| 71 | 5334   | Промбаза110        | 110 | 4,59   | 8,32   | 0,409  |
| 72 | 2890   | Тургак110          | 110 | 1,539  | 2,518  | 0,035  |
| 73 | 4541   | II Джангал110      | 110 | 23,432 | 53,566 | 11,714 |
| 74 | 4807   | Жукова110          | 110 | 11,85  | 24,146 | 2,854  |
| 75 | 1815   | Северная110        | 110 | 16,066 | 35,371 | 6,44   |
| 76 | 10252  | Тоскала110         | 110 | 4,306  | 8,064  | 0,525  |
| 77 | 9428   | Ломоносова110      | 110 | 6,162  | 11,116 | 0,522  |
| 78 | 6979   | Ляхш110            | 110 | 0,79   | 1,378  | 0,046  |

Продолжение таблицы П1.2

|     |        |                           |     |        |        |        |
|-----|--------|---------------------------|-----|--------|--------|--------|
| 79  | 3181   | Юго-Западный Водозабор110 | 110 | 9,093  | 17,149 | 1,183  |
| 80  | 11071  | Амиршоев110               | 110 | 2,725  | 4,972  | 0,259  |
| 81  | 11875  | Кабадиён110               | 110 | 5,341  | 11,657 | 2,03   |
| 82  | 12701  | Калинина110               | 110 | 4,81   | 9,328  | 0,794  |
| 83  | 2098   | Касри Миллат110           | 110 | 20,299 | 47,373 | 11,387 |
| 84  | 5100   | НС№3.110                  | 110 | 7,281  | 14,84  | 1,757  |
| 85  | 472    | Новая110                  | 110 | 24,926 | 59,89  | 16,346 |
| 86  | 2369   | Джангал110                | 110 | 23,432 | 53,568 | 11,716 |
| 87  | 4557   | II ОРДЖ-АБАД2.110         | 110 | 14,943 | 33,6   | 6,791  |
| 88  | 12439  | Бешкент110                | 110 | 2,977  | 5,817  | 0,522  |
| 89  | 6184   | Оби Гарм110               | 110 | 7,106  | 15,271 | 2,45   |
| 90  | 481    | Гиссар110                 | 110 | 7,375  | 13,413 | 0,679  |
| 91  | 4018   | Южный Портал110           | 110 | 1,507  | 2,636  | 0,09   |
| 92  | 5926   | Хамза110                  | 110 | 5,279  | 10,608 | 1,149  |
| 93  | 759    | Дзержинская110            | 110 | 5,56   | 10,255 | 0,589  |
| 94  | 11361  | Шугноу110                 | 110 | 1,194  | 2,066  | 0,063  |
| 95  | 5949   | Рогун110                  | 110 | 7,961  | 17,622 | 3,296  |
| 96  | 9483   | Ташрабад110               | 110 | 6,213  | 11,717 | 0,807  |
| 97  | 5664   | Даштибед110               | 110 | 5,04   | 9,345  | 0,561  |
| 98  | 3764   | Академгородок110          | 110 | 12,125 | 25,627 | 3,755  |
| 99  | 1598   | Лучоб110                  | 110 | 15,772 | 33,844 | 5,388  |
| 100 | 8943   | Курган-Тюбе110            | 110 | 11,088 | 23,451 | 3,448  |
| 101 | 8950   | II Курган-Тюбе110         | 110 | 11,089 | 23,454 | 3,45   |
| 102 | 7862   | Лолазор110                | 110 | 10,618 | 26,38  | 8,263  |
| 103 | 5952   | II Рогун110               | 110 | 7,961  | 17,622 | 3,296  |
| 104 | 9774   | II Руми110                | 110 | 6,006  | 13,51  | 2,735  |
| 105 | 9773   | Руми110                   | 110 | 6,006  | 13,51  | 2,735  |
| 106 | 5408   | Семиганч110               | 110 | 10,353 | 21,949 | 3,271  |
| 107 | 3513   | Анзоб110                  | 110 | 9,302  | 18,971 | 2,254  |
| 108 | 11666  | Джиликуль110              | 110 | 6,433  | 13,327 | 1,741  |
| 109 | 7870   | II Лолазор110             | 110 | 10,626 | 26,401 | 8,269  |
| 110 | 176797 | II ТТМ110                 | 110 | 19,212 | 44,75  | 10,664 |
| 111 | 4880   | КВ3110                    | 110 | 8,284  | 15,895 | 1,25   |
| 112 | 4883   | II КВ3110                 | 110 | 8,284  | 15,895 | 1,25   |
| 113 | 9240   | Перепадная110             | 110 | 15,269 | 33,706 | 6,22   |
| 114 | 2707   | Фирдавси110               | 110 | 15,116 | 32,178 | 4,904  |
| 115 | 10352  | Кзыл-Су110                | 110 | 5,679  | 10,883 | 0,848  |

Таблица П1.3. Результаты расчета трехфазных КЗ в 37 узлах 220 кВ без применения СДС

| №  | ID    | Узел              | $U_n$ , кВ | $I_{n0}$ , кА | $i_{max}$ , кА | $i_a$ , кА |
|----|-------|-------------------|------------|---------------|----------------|------------|
| 1  | 7354  | Нурек220          | 220        | 26,503        | 67,891         | 23,95      |
| 2  | 7357  | II Нурек220       | 220        | 26,504        | 67,892         | 23,951     |
| 3  | 7910  | Байпазинская220   | 220        | 18,718        | 45,258         | 12,683     |
| 4  | 290   | Регар220          | 220        | 13,988        | 35,987         | 12,904     |
| 5  | 8193  | Головная220       | 220        | 15,144        | 36,384         | 9,926      |
| 6  | 7656  | Шаршар220         | 220        | 9,367         | 21,258         | 4,491      |
| 7  | 4395  | II СШ Новая 220   | 220        | 14,166        | 34,519         | 9,992      |
| 8  | 325   | Равшан220         | 220        | 11,24         | 27,798         | 8,547      |
| 9  | 6035  | Рогун220          | 220        | 5,133         | 11,116         | 1,859      |
| 10 | 9865  | Хатлон220         | 220        | 7,795         | 17,653         | 3,693      |
| 11 | 9866  | II Хатлон220      | 220        | 7,795         | 17,653         | 3,693      |
| 12 | 8496  | Сангтуда1.220     | 220        | 17,682        | 43,422         | 12,975     |
| 13 | 8497  | II Сангтуда1. 220 | 220        | 17,682        | 43,42          | 12,972     |
| 14 | 2797  | Джангал220        | 220        | 13,189        | 30,576         | 7,133      |
| 15 | 4452  | II СШ Регар220    | 220        | 13,988        | 35,984         | 12,899     |
| 16 | 369   | Равшан220(1)      | 220        | 11,24         | 27,8           | 8,55       |
| 17 | 9629  | Прядильная220     | 220        | 9,188         | 21,364         | 5,052      |
| 18 | 11545 | Колхозобод220     | 220        | 5,756         | 12,887         | 2,551      |
| 19 | 9632  | II Прядильная220  | 220        | 9,189         | 21,365         | 5,05       |
| 20 | 7765  | Себистон220       | 220        | 14,738        | 33,954         | 7,696      |
| 21 | 4522  | II Джангал220     | 220        | 13,189        | 30,575         | 7,132      |
| 22 | 7796  | Лолазор220        | 220        | 17,204        | 40,476         | 10,086     |
| 23 | 189   | Новая220          | 220        | 14,166        | 34,521         | 9,994      |
| 24 | 4262  | II СШ Душанбе220  | 220        | 15,209        | 37,425         | 11,276     |
| 25 | 7799  | II Лолазор220     | 220        | 17,204        | 40,476         | 10,085     |
| 26 | 195   | Душанбе220        | 220        | 15,209        | 37,424         | 11,276     |
| 27 | 9726  | Руми220           | 220        | 3,63          | 8,051          | 1,522      |
| 28 | 4573  | Ордж-Абад 220     | 220        | 11,538        | 26,597         | 6,045      |
| 29 | 215   | ДТЭЦ2.220         | 220        | 13,093        | 31,882         | 9,203      |
| 30 | 7556  | II ЯТЭЦ220        | 220        | 13,424        | 30,762         | 6,803      |
| 31 | 7555  | ЯТЭЦ220           | 220        | 13,424        | 30,761         | 6,802      |
| 32 | 8399  | Сангтуда2.220     | 220        | 15,938        | 38,866         | 11,287     |
| 33 | 4579  | II Ордж-Абад220   | 220        | 11,538        | 26,597         | 6,045      |
| 34 | 8402  | II Сангтуда2. 220 | 220        | 15,941        | 38,872         | 11,287     |
| 35 | 12509 | Герань220         | 220        | 4,058         | 8,739          | 1,419      |
| 36 | 8155  | Яван220           | 220        | 16,579        | 39,209         | 9,996      |
| 37 | 8158  | II Яван220        | 220        | 16,572        | 39,196         | 9,997      |

Таблица П1.4. Результаты расчета однофазных КЗ в 37 узлах 220 кВ без применения СДС

| №  | ID    | Узел              | $U_n, \text{кВ}$ | $I_{n0}, \text{кА}$ | $i_{max}, \text{кА}$ | $i_a, \text{кА}$ |
|----|-------|-------------------|------------------|---------------------|----------------------|------------------|
| 1  | 7354  | Нурек220          | 220              | 29,895              | 69,353               | 24,324           |
| 2  | 7357  | II Нурек220       | 220              | 29,895              | 69,354               | 24,326           |
| 3  | 7910  | Байпазинская220   | 220              | 22,893              | 55,288               | 15,419           |
| 4  | 290   | Регар220          | 220              | 15,675              | 40,326               | 14,458           |
| 5  | 8193  | Головная220       | 220              | 15,277              | 36,662               | 9,954            |
| 6  | 7656  | Шаршар220         | 220              | 7,027               | 15,931               | 3,349            |
| 7  | 4395  | II СШ Новая 220   | 220              | 14,56               | 35,577               | 10,415           |
| 8  | 325   | Равшан220         | 220              | 10,76               | 26,595               | 8,159            |
| 9  | 6035  | Рогун220          | 220              | 4,746               | 10,264               | 1,704            |
| 10 | 9865  | Хатлон220         | 220              | 6,978               | 15,792               | 3,294            |
| 11 | 9866  | II Хатлон220      | 220              | 6,978               | 15,792               | 3,294            |
| 12 | 8496  | Сангтуда1.220     | 220              | 19,261              | 47,252               | 14,061           |
| 13 | 8497  | II Сангтуда1. 220 | 220              | 19,261              | 47,25                | 14,058           |
| 14 | 2797  | Джангал220        | 220              | 12,348              | 28,719               | 6,799            |
| 15 | 4452  | II СШ Регар220    | 220              | 15,675              | 40,322               | 14,452           |
| 16 | 369   | Равшан220(1)      | 220              | 10,76               | 26,597               | 8,162            |
| 17 | 9629  | Прядильная220     | 220              | 8,28                | 19,238               | 4,532            |
| 18 | 11545 | Колхозобод220     | 220              | 5,409               | 12,105               | 2,391            |
| 19 | 9632  | II Прядильная220  | 220              | 8,281               | 19,237               | 4,53             |
| 20 | 7765  | Себистон220       | 220              | 11,212              | 25,795               | 5,81             |
| 21 | 4522  | II Джангал220     | 220              | 12,348              | 28,718               | 6,798            |
| 22 | 7796  | Лолазор220        | 220              | 15,538              | 36,506               | 9,042            |
| 23 | 189   | Новая220          | 220              | 14,56               | 35,579               | 10,418           |
| 24 | 4262  | II СШ Душанбе220  | 220              | 16,359              | 40,321               | 12,231           |
| 25 | 7799  | II Лолазор220     | 220              | 15,538              | 36,506               | 9,042            |
| 26 | 195   | Душанбе220        | 220              | 16,359              | 40,321               | 12,23            |
| 27 | 9726  | Руми220           | 220              | 3,332               | 7,388                | 1,394            |
| 28 | 4573  | Ордж-Абад 220     | 220              | 10,002              | 23,022               | 5,196            |
| 29 | 215   | ДТЭЦ2.220         | 220              | 12,962              | 31,592               | 9,152            |
| 30 | 7556  | II ЯТЭЦ220        | 220              | 10,314              | 23,622               | 5,21             |
| 31 | 7555  | ЯТЭЦ220           | 220              | 10,314              | 23,621               | 5,209            |
| 32 | 8399  | Сангтуда2.220     | 220              | 15,703              | 38,258               | 11,066           |
| 33 | 4579  | II Ордж-Абад220   | 220              | 10,002              | 23,022               | 5,196            |
| 34 | 8402  | II Сангтуда2. 220 | 220              | 15,705              | 38,26                | 11,065           |
| 35 | 12509 | Герань220         | 220              | 3,815               | 8,213                | 1,331            |
| 36 | 8155  | Яван220           | 220              | 16,605              | 39,223               | 9,948            |
| 37 | 8158  | II Яван220        | 220              | 16,601              | 39,219               | 9,951            |

Таблица П1.5. Результаты расчета трехфазных КЗ в 3 узлах 500 кВ без применения СДС

| № | ID   | Узел       | $U_n, \text{кВ}$ | $I_{n0}, \text{кА}$ | $i_{\max}, \text{кА}$ | $i_a, \text{кА}$ |
|---|------|------------|------------------|---------------------|-----------------------|------------------|
| 1 | 171  | Душанбе500 | 500              | 7,329               | 18,785                | 6,641            |
| 2 | 173  | Регар500   | 500              | 9,13                | 23,444                | 8,347            |
| 3 | 7018 | Нурек.500  | 500              | 13,22               | 34,714                | 13,429           |

Таблица П1.6. Результаты расчета однофазных КЗ в 3 узлах 500 кВ без применения СДС

| № | ID   | Узел       | $U_n, \text{кВ}$ | $I_{n0}, \text{кА}$ | $i_{\max}, \text{кА}$ | $i_a, \text{кА}$ |
|---|------|------------|------------------|---------------------|-----------------------|------------------|
| 1 | 171  | Душанбе500 | 500              | 6,885               | 17,667                | 6,271            |
| 2 | 173  | Регар500   | 500              | 9,096               | 23,366                | 8,33             |
| 3 | 7018 | Нурек.500  | 500              | 15,4                | 34,446                | 13,313           |

Таблица П1.7. Результаты расчета трехфазных КЗ в 115 узлах 110 кВ с применением СДС

| №  | ID     | Узел            | $U_n, \text{кВ}$ | $I_{n0}, \text{кА}$ | $i_{\max}, \text{кА}$ | $i_a, \text{кА}$ |
|----|--------|-----------------|------------------|---------------------|-----------------------|------------------|
| 1  | 3810   | Шурсай110       | 110              | 7,154               | 13,944                | 1,229            |
| 2  | 176803 | ТТМ110          | 110              | 10,879              | 25,598                | 6,382            |
| 3  | 9526   | Чапаев110       | 110              | 2,739               | 5,255                 | 0,413            |
| 4  | 5168   | НС№2.110        | 110              | 5,612               | 11,247                | 1,197            |
| 5  | 1094   | Промышленная110 | 110              | 13,143              | 28,513                | 4,812            |
| 6  | 11154  | Ховалинг110     | 110              | 1,275               | 2,329                 | 0,122            |
| 7  | 10895  | II Куляб110     | 110              | 3,969               | 9,284                 | 2,255            |
| 8  | 10888  | Куляб110        | 110              | 3,862               | 9,009                 | 2,162            |
| 9  | 3274   | ПТФ110          | 110              | 7,149               | 14,671                | 1,81             |
| 10 | 10613  | Куляб-Дарья110  | 110              | 3,169               | 6,852                 | 1,136            |
| 11 | 3004   | Локаен110       | 110              | 1,248               | 1,977                 | 0,015            |
| 12 | 11713  | Свердлова110    | 110              | 3,386               | 6,417                 | 0,46             |
| 13 | 10352  | Кзыл-Су110      | 110              | 1,976               | 3,9                   | 0,375            |
| 14 | 1378   | ДТЭЦ110         | 110              | 11,907              | 28,415                | 7,533            |
| 15 | 565    | Шахри110        | 110              | 13,924              | 29,466                | 4,346            |
| 16 | 12530  | II Герань110    | 110              | 2,262               | 5,636                 | 1,786            |
| 17 | 11453  | Центральная110  | 110              | 9,472               | 21,273                | 4,275            |
| 18 | 5734   | Навруз110       | 110              | 1,807               | 3,597                 | 0,366            |
| 19 | 12260  | Искра110        | 110              | 1,933               | 3,966                 | 0,489            |
| 20 | 12529  | Герань110       | 110              | 2,516               | 6,195                 | 1,872            |
| 21 | 176825 | Главная110      | 110              | 5,144               | 9,78                  | 0,718            |
| 22 | 176826 | II Главная110   | 110              | 5,144               | 9,781                 | 0,719            |

## Продолжение таблицы П1.7

|    |        |                    |     |        |        |        |
|----|--------|--------------------|-----|--------|--------|--------|
| 23 | 12815  | Береговая110       | 110 | 1,621  | 3,667  | 0,763  |
| 24 | 3568   | Вахдат110          | 110 | 8,011  | 15,732 | 1,462  |
| 25 | 4928   | Советская110       | 110 | 6,434  | 12,834 | 1,324  |
| 26 | 2496   | Спортивная110      | 110 | 5,342  | 10,392 | 0,904  |
| 27 | 864    | Парвоз110          | 110 | 7,305  | 13,142 | 0,601  |
| 28 | 9578   | 20 С.И.110         | 110 | 4,076  | 8,87   | 1,52   |
| 29 | 9037   | Промводхоз110      | 110 | 7,471  | 14,625 | 1,329  |
| 30 | 12030  | Гулистон110        | 110 | 3,809  | 7,346  | 0,601  |
| 31 | 895    | Заводская110       | 110 | 13,344 | 28,735 | 4,662  |
| 32 | 9870   | Хатлон110          | 110 | 4,635  | 11,724 | 3,941  |
| 33 | 8779   | Ай-Камар110        | 110 | 4,884  | 9,59   | 0,889  |
| 34 | 5235   | Султонобод110      | 110 | 5,093  | 10,524 | 1,353  |
| 35 | 4417   | II СШ Новая 110    | 110 | 18,357 | 44,628 | 12,795 |
| 36 | 2260   | ХБК110             | 110 | 10,609 | 24,834 | 6,05   |
| 37 | 9878   | II Хатлон110       | 110 | 4,712  | 11,904 | 3,981  |
| 38 | 4985   | НС№1.110           | 110 | 7,214  | 15,865 | 2,873  |
| 39 | 2538   | Сохили110          | 110 | 6,138  | 12,003 | 1,083  |
| 40 | 10964  | Бохтар110          | 110 | 3,029  | 6,44   | 0,975  |
| 41 | 12616  | Дусти110           | 110 | 2,383  | 5,693  | 1,516  |
| 42 | 12346  | Гидроузел110       | 110 | 1,706  | 3,402  | 0,35   |
| 43 | 10708  | Исмоилов110        | 110 | 4,617  | 11,552 | 3,72   |
| 44 | 6627   | II Гарм110         | 110 | 1,168  | 2,281  | 0,204  |
| 45 | 6624   | Гарм110            | 110 | 1,157  | 2,267  | 0,208  |
| 46 | 5542   | Орд-Абад-1.110     | 110 | 6,732  | 13,976 | 1,848  |
| 47 | 1733   | Карамова110        | 110 | 8,321  | 16,216 | 1,429  |
| 48 | 8270   | Головная110        | 110 | 11,63  | 29,917 | 10,725 |
| 49 | 11800  | Гараути110         | 110 | 4,337  | 8,558  | 0,822  |
| 50 | 4468   | II СШ ДТЭЦ 110     | 110 | 11,567 | 27,415 | 7,056  |
| 51 | 176381 | II Заводская110    | 110 | 13,344 | 28,732 | 4,659  |
| 52 | 9908   | II Восе110         | 110 | 1,738  | 3,426  | 0,328  |
| 53 | 9907   | Восе110            | 110 | 1,85   | 3,72   | 0,405  |
| 54 | 8272   | II Головная110     | 110 | 12,749 | 31,097 | 9,038  |
| 55 | 4741   | Бахор110           | 110 | 15,345 | 34,651 | 7,149  |
| 56 | 12900  | Карадум110         | 110 | 1,713  | 3,603  | 0,513  |
| 57 | 5838   | Файзабад110        | 110 | 3,002  | 6,006  | 0,631  |
| 58 | 11000  | Дагана110          | 110 | 2,343  | 4,663  | 0,475  |
| 59 | 11553  | II Колхозобод110   | 110 | 7,125  | 16,16  | 3,405  |
| 60 | 674    | Чорякорон110       | 110 | 11,086 | 21,552 | 1,866  |
| 61 | 4495   | II СШ. Северная110 | 110 | 13,968 | 31,104 | 5,995  |
| 62 | 4223   | ОС110              | 110 | 8,704  | 16,838 | 1,407  |
| 63 | 3403   | Ляур110            | 110 | 8,337  | 16,988 | 2,008  |

## Продолжение таблицы П1.7

|     |       |                              |     |        |        |        |
|-----|-------|------------------------------|-----|--------|--------|--------|
| 64  | 11552 | Колхозобод110                | 110 | 7,125  | 16,161 | 3,406  |
| 65  | 10749 | Сомони110                    | 110 | 3,678  | 8,314  | 1,724  |
| 66  | 9654  | Прядильная110                | 110 | 4,609  | 10,601 | 2,384  |
| 67  | 9657  | II Прядильная110             | 110 | 4,635  | 11,902 | 4,238  |
| 68  | 10483 | Фархор110                    | 110 | 2,586  | 4,712  | 0,243  |
| 69  | 3422  | Восточная110                 | 110 | 8,97   | 18,12  | 2,028  |
| 70  | 3696  | ОРДЖ-АБАД-2.110              | 110 | 10,934 | 24,528 | 4,902  |
| 71  | 12140 | Шаартуз110                   | 110 | 2,5    | 5,288  | 0,778  |
| 72  | 5334  | Промбаза110                  | 110 | 5,254  | 9,853  | 0,65   |
| 73  | 2890  | Тургак110                    | 110 | 2,3    | 3,82   | 0,068  |
| 74  | 4541  | II Джангал110                | 110 | 12,425 | 28,7   | 6,585  |
| 75  | 4807  | Жукова110                    | 110 | 11,273 | 23,58  | 3,257  |
| 76  | 1815  | Северная110                  | 110 | 13,968 | 31,105 | 5,996  |
| 77  | 10252 | Тоскала110                   | 110 | 1,711  | 3,305  | 0,273  |
| 78  | 9428  | Ломоносова110                | 110 | 5,438  | 10,117 | 0,625  |
| 79  | 6979  | Ляхш110                      | 110 | 0,499  | 0,891  | 0,038  |
| 80  | 3181  | Юго-Западный<br>Водозабор110 | 110 | 10,031 | 19,284 | 1,539  |
| 81  | 11071 | Амиршоев110                  | 110 | 2,098  | 4,088  | 0,36   |
| 82  | 11875 | Кабодиён110                  | 110 | 2,841  | 6,005  | 0,881  |
| 83  | 12701 | Калинина110                  | 110 | 3,82   | 7,438  | 0,651  |
| 84  | 2098  | Касри Миллат110              | 110 | 12,305 | 28,791 | 6,999  |
| 85  | 5100  | НС№3.110                     | 110 | 5,778  | 11,619 | 1,263  |
| 86  | 472   | Новая110                     | 110 | 18,357 | 44,633 | 12,802 |
| 87  | 2369  | Джангал110                   | 110 | 13,436 | 30,86  | 6,897  |
| 88  | 4557  | II ОРДЖ-АБАД2.110            | 110 | 8,686  | 20,042 | 4,575  |
| 89  | 12439 | Бешкент110                   | 110 | 1,775  | 3,552  | 0,374  |
| 90  | 6184  | Оби Гарм110                  | 110 | 3,863  | 8,918  | 2,041  |
| 91  | 481   | Гиссар110                    | 110 | 8,03   | 14,86  | 0,877  |
| 92  | 4018  | Южный Портал110              | 110 | 2,178  | 3,83   | 0,14   |
| 93  | 5926  | Хамза110                     | 110 | 2,562  | 5,456  | 0,833  |
| 94  | 759   | Дзержинская110               | 110 | 6,65   | 11,82  | 0,48   |
| 95  | 11361 | Шугноу110                    | 110 | 0,897  | 1,595  | 0,065  |
| 96  | 5949  | Рогун110                     | 110 | 4,156  | 10,029 | 2,787  |
| 97  | 9483  | Ташрабад110                  | 110 | 3,806  | 7,128  | 0,464  |
| 98  | 5664  | Даштибед110                  | 110 | 3,152  | 5,885  | 0,374  |
| 99  | 3764  | Академгородок110             | 110 | 8,811  | 17,923 | 2,096  |
| 100 | 1598  | Лучоб110                     | 110 | 13,214 | 28,216 | 4,375  |
| 101 | 8943  | Курган-Тюбе110               | 110 | 4,589  | 10,389 | 2,17   |
| 102 | 8950  | II Курган-Тюбе110            | 110 | 4,589  | 10,389 | 2,17   |
| 103 | 7862  | Лолазор110                   | 110 | 5,509  | 14,605 | 5,847  |

## Продолжение таблицы П1.7

|     |        |               |     |        |        |       |
|-----|--------|---------------|-----|--------|--------|-------|
| 104 | 5952   | II Рогун110   | 110 | 3,906  | 9,491  | 2,715 |
| 105 | 9773   | Руми110       | 110 | 2,894  | 6,972  | 1,923 |
| 106 | 9774   | II Руми110    | 110 | 2,725  | 5,789  | 0,873 |
| 107 | 5408   | Семиганч110   | 110 | 8,932  | 19,682 | 3,599 |
| 108 | 3513   | Анзоб110      | 110 | 6,673  | 13,156 | 1,256 |
| 109 | 11666  | Джиликуль110  | 110 | 4,15   | 8,122  | 0,737 |
| 110 | 7870   | II Лолазор110 | 110 | 5,418  | 14,396 | 5,813 |
| 111 | 176797 | II ТТМ110     | 110 | 10,601 | 24,81  | 6,038 |
| 112 | 4880   | КВЗ110        | 110 | 7,989  | 15,706 | 1,469 |
| 113 | 4883   | II КВЗ110     | 110 | 7,989  | 15,706 | 1,469 |
| 114 | 9240   | Перепадная110 | 110 | 11,297 | 25,983 | 5,845 |
| 115 | 2707   | Фирдавси110   | 110 | 6,76   | 13,541 | 1,437 |

Таблица П1.8. Результаты расчета однофазных КЗ в 115 узлах 110 кВ с применением СДС

| №  | ID     | Узел            | $U_n$ , кВ | $I_{n0}$ , кА | $i_{max}$ , кА | $i_a$ , кА |
|----|--------|-----------------|------------|---------------|----------------|------------|
| 1  | 3810   | Шурсай110       | 110        | 6,342         | 12,294         | 1,042      |
| 2  | 176803 | ТТМ110          | 110        | 10,719        | 25,081         | 6,101      |
| 3  | 9526   | Чапаев110       | 110        | 2,652         | 5,079          | 0,394      |
| 4  | 5168   | НС№2.110        | 110        | 4,398         | 8,781          | 0,912      |
| 5  | 1094   | Промышленная110 | 110        | 12,878        | 27,675         | 4,441      |
| 6  | 11154  | Ховалинг110     | 110        | 1,484         | 2,709          | 0,142      |
| 7  | 10895  | II Куляб110     | 110        | 4,362         | 10,201         | 2,476      |
| 8  | 10888  | Куляб110        | 110        | 4,393         | 10,247         | 2,457      |
| 9  | 3274   | ПТФ110          | 110        | 6,812         | 13,946         | 1,696      |
| 10 | 10613  | Куляб-Дарья110  | 110        | 2,852         | 6,166          | 1,022      |
| 11 | 3004   | Локаен110       | 110        | 0,78          | 1,233          | 0,009      |
| 12 | 11713  | Свердлова110    | 110        | 2,858         | 5,416          | 0,388      |
| 13 | 10352  | Кзыл-Су110      | 110        | 2,084         | 4,113          | 0,395      |
| 14 | 1378   | ДТЭЦ110         | 110        | 11,871        | 28,168         | 7,286      |
| 15 | 565    | Шахри110        | 110        | 13,436        | 28,125         | 3,9        |
| 16 | 12530  | II Герань110    | 110        | 2,646         | 6,593          | 2,089      |
| 17 | 11453  | Центральная110  | 110        | 8,437         | 18,944         | 3,803      |
| 18 | 5734   | Навруз110       | 110        | 1,438         | 2,861          | 0,29       |
| 19 | 12260  | Искра110        | 110        | 2,302         | 4,723          | 0,582      |
| 20 | 12529  | Герань110       | 110        | 2,89          | 7,115          | 2,149      |
| 21 | 176825 | Главная110      | 110        | 5,822         | 11,193         | 0,894      |
| 22 | 176826 | II Главная110   | 110        | 5,822         | 11,194         | 0,894      |
| 23 | 12815  | Береговая110    | 110        | 1,873         | 4,236          | 0,881      |

## Продолжение таблицы П1.8

|    |        |                    |     |        |        |        |
|----|--------|--------------------|-----|--------|--------|--------|
| 24 | 3568   | Вахдат110          | 110 | 8,304  | 16,201 | 1,438  |
| 25 | 4928   | Советская110       | 110 | 6,156  | 12,496 | 1,443  |
| 26 | 2496   | Спортивная110      | 110 | 5,087  | 10,022 | 0,952  |
| 27 | 864    | Парвоз110          | 110 | 6,057  | 11,303 | 0,716  |
| 28 | 9578   | 20 С.И.110         | 110 | 4,347  | 9,436  | 1,598  |
| 29 | 9037   | Промводхоз110      | 110 | 7,087  | 13,869 | 1,258  |
| 30 | 12030  | Гулистон110        | 110 | 3,751  | 7,234  | 0,591  |
| 31 | 895    | Заводская110       | 110 | 13,323 | 28,428 | 4,389  |
| 32 | 9870   | Хатлон110          | 110 | 5,319  | 13,452 | 4,519  |
| 33 | 8779   | Ай-Камар110        | 110 | 4,954  | 9,689  | 0,876  |
| 34 | 5235   | Султонобод110      | 110 | 4,113  | 8,476  | 1,073  |
| 35 | 4417   | II СШ Новая 110    | 110 | 22,256 | 53,718 | 14,943 |
| 36 | 2260   | ХБК110             | 110 | 10,17  | 23,675 | 5,627  |
| 37 | 9878   | II Хатлон110       | 110 | 5,456  | 13,781 | 4,606  |
| 38 | 4985   | НС№1.110           | 110 | 6,647  | 14,571 | 2,595  |
| 39 | 2538   | Сохили110          | 110 | 6,611  | 13,145 | 1,328  |
| 40 | 10964  | Бохтар110          | 110 | 3,157  | 6,709  | 1,014  |
| 41 | 12616  | Дусти110           | 110 | 2,612  | 6,24   | 1,661  |
| 42 | 12346  | Гидроузел110       | 110 | 1,904  | 3,797  | 0,39   |
| 43 | 10708  | Исмоилов110        | 110 | 5,263  | 13,166 | 4,237  |
| 44 | 6627   | II Гарм110         | 110 | 1,114  | 2,176  | 0,195  |
| 45 | 6624   | Гарм110            | 110 | 1,15   | 2,255  | 0,207  |
| 46 | 5542   | Орд-Абад-1.110     | 110 | 6,129  | 12,676 | 1,64   |
| 47 | 1733   | Карамова110        | 110 | 6,744  | 13,043 | 1,087  |
| 48 | 8270   | Головная110        | 110 | 13,682 | 35,192 | 12,608 |
| 49 | 11800  | Гараути110         | 110 | 4,381  | 8,644  | 0,829  |
| 50 | 4468   | II СШ ДТЭЦ 110     | 110 | 11,34  | 26,725 | 6,71   |
| 51 | 176381 | II Заводская110    | 110 | 13,323 | 28,425 | 4,386  |
| 52 | 9908   | II Восе110         | 110 | 1,767  | 3,485  | 0,333  |
| 53 | 9907   | Восе110            | 110 | 1,72   | 3,459  | 0,376  |
| 54 | 8272   | II Головная110     | 110 | 14,226 | 34,694 | 10,077 |
| 55 | 4741   | Бахор110           | 110 | 15,611 | 34,919 | 6,882  |
| 56 | 12900  | Карадум110         | 110 | 1,704  | 3,583  | 0,51   |
| 57 | 5838   | Файзабад110        | 110 | 2,411  | 4,815  | 0,501  |
| 58 | 11000  | Дагана110          | 110 | 2,61   | 5,195  | 0,528  |
| 59 | 11553  | II Колхозобод110   | 110 | 8,246  | 18,7   | 3,938  |
| 60 | 674    | Чорякорон110       | 110 | 10,193 | 20,013 | 1,857  |
| 61 | 4495   | II СШ. Северная110 | 110 | 14,196 | 31,33  | 5,773  |
| 62 | 4223   | ОС110              | 110 | 7,478  | 14,349 | 1,129  |
| 63 | 3403   | Ляур110            | 110 | 8,397  | 17,031 | 1,956  |
| 64 | 11552  | Колхозобод110      | 110 | 8,246  | 18,701 | 3,939  |

|     |       |                              |     |        |        |        |
|-----|-------|------------------------------|-----|--------|--------|--------|
| 65  | 10749 | Сомони110                    | 110 | 3,748  | 8,47   | 1,755  |
| 66  | 9654  | Прядильная110                | 110 | 5,205  | 11,943 | 2,656  |
| 67  | 9657  | II Прядильная110             | 110 | 5,027  | 12,903 | 4,588  |
| 68  | 10483 | Фархор110                    | 110 | 3,148  | 5,736  | 0,295  |
| 69  | 3422  | Восточная110                 | 110 | 9,358  | 18,776 | 2,012  |
| 70  | 3696  | ОРДЖ-АБАД-2.110              | 110 | 11,447 | 25,532 | 4,961  |
| 71  | 12140 | Шаартуз110                   | 110 | 2,922  | 6,179  | 0,908  |
| 72  | 5334  | Промбаза110                  | 110 | 4,281  | 8,002  | 0,514  |
| 73  | 2890  | Тургак110                    | 110 | 1,494  | 2,473  | 0,042  |
| 74  | 4541  | II Джангал110                | 110 | 14,734 | 34,24  | 8,073  |
| 75  | 4807  | Жукова110                    | 110 | 10,739 | 22,281 | 2,936  |
| 76  | 1815  | Северная110                  | 110 | 14,197 | 31,331 | 5,774  |
| 77  | 10252 | Тоскала110                   | 110 | 1,393  | 2,69   | 0,222  |
| 78  | 9428  | Ломоносова110                | 110 | 5,695  | 10,594 | 0,653  |
| 79  | 6979  | Ляхш110                      | 110 | 0,473  | 0,844  | 0,036  |
| 80  | 3181  | Юго-Западный<br>Водозабор110 | 110 | 8,576  | 16,295 | 1,19   |
| 81  | 11071 | Амиршоев110                  | 110 | 2,253  | 4,389  | 0,386  |
| 82  | 11875 | Кабадиён110                  | 110 | 3,249  | 6,868  | 1,007  |
| 83  | 12701 | Калинина110                  | 110 | 3,904  | 7,6    | 0,664  |
| 84  | 2098  | Касри Миллат110              | 110 | 12,116 | 28,167 | 6,653  |
| 85  | 5100  | НС№3.110                     | 110 | 4,565  | 9,144  | 0,97   |
| 86  | 472   | Новая110                     | 110 | 22,257 | 53,726 | 14,953 |
| 87  | 2369  | Джангал110                   | 110 | 15,487 | 35,791 | 8,231  |
| 88  | 4557  | II ОРДЖ-АБАД2.110            | 110 | 8,914  | 20,498 | 4,605  |
| 89  | 12439 | Бешкент110                   | 110 | 1,701  | 3,404  | 0,359  |
| 90  | 6184  | Оби Гарм110                  | 110 | 4,268  | 9,851  | 2,251  |
| 91  | 481   | Гиссар110                    | 110 | 7,135  | 13,152 | 0,751  |
| 92  | 4018  | Южный Портал110              | 110 | 1,492  | 2,619  | 0,093  |
| 93  | 5926  | Хамза110                     | 110 | 2,259  | 4,808  | 0,733  |
| 94  | 759   | Дзержинская110               | 110 | 5,478  | 10,194 | 0,631  |
| 95  | 11361 | Шугноу110                    | 110 | 1,1    | 1,956  | 0,08   |
| 96  | 5949  | Рогун110                     | 110 | 4,857  | 11,716 | 3,251  |
| 97  | 9483  | Ташрабад110                  | 110 | 3,041  | 5,693  | 0,371  |
| 98  | 5664  | Даштибед110                  | 110 | 2,349  | 4,378  | 0,275  |
| 99  | 3764  | Академгородок110             | 110 | 8,787  | 17,761 | 1,996  |
| 100 | 1598  | Лучоб110                     | 110 | 12,639 | 26,719 | 3,919  |
| 101 | 8943  | Курган-Тюбе110               | 110 | 5,202  | 11,749 | 2,425  |
| 102 | 8950  | II Курган-Тюбе110            | 110 | 5,202  | 11,749 | 2,426  |
| 103 | 7862  | Лолазор110                   | 110 | 6,107  | 16,188 | 6,479  |
| 104 | 5952  | II Рогун110                  | 110 | 4,577  | 11,118 | 3,177  |

## Продолжение таблицы П1.8

|     |        |               |     |        |        |       |
|-----|--------|---------------|-----|--------|--------|-------|
| 105 | 9773   | Руми110       | 110 | 3,255  | 7,839  | 2,16  |
| 106 | 9774   | II Руми110    | 110 | 3,146  | 6,684  | 1,008 |
| 107 | 5408   | Семиганч110   | 110 | 8,763  | 19,225 | 3,438 |
| 108 | 3513   | Анзоб110      | 110 | 6,357  | 12,467 | 1,148 |
| 109 | 11666  | Джиликуль110  | 110 | 4,125  | 8,073  | 0,732 |
| 110 | 7870   | II Лолазор110 | 110 | 5,844  | 15,528 | 6,267 |
| 111 | 176797 | II ТТМ110     | 110 | 10,17  | 23,669 | 5,62  |
| 112 | 4880   | КВЗ110        | 110 | 7,652  | 14,942 | 1,334 |
| 113 | 4883   | II КВЗ110     | 110 | 7,652  | 14,942 | 1,334 |
| 114 | 9240   | Перепадная110 | 110 | 10,606 | 24,39  | 5,482 |
| 115 | 2707   | Фирдавси110   | 110 | 6,542  | 13,315 | 1,563 |

Таблица П1.9. Результаты расчета трехфазных КЗ в 37 узлах 220 кВ с применением СДС

| №  | ID    | Узел              | $U_n$ , кВ | $I_{n0}$ , кА | $i_{max}$ , кА | $i_a$ , кА |
|----|-------|-------------------|------------|---------------|----------------|------------|
| 1  | 7354  | Нурек220          | 220        | 26,205        | 67,338         | 24,038     |
| 2  | 7357  | II Нурек220       | 220        | 26,205        | 67,339         | 24,04      |
| 3  | 7910  | Байпазинская220   | 220        | 18,419        | 44,54          | 12,487     |
| 4  | 290   | Регар220          | 220        | 13,939        | 35,898         | 12,924     |
| 5  | 8193  | Головная220       | 220        | 14,557        | 34,838         | 9,348      |
| 6  | 7656  | Шаршар220         | 220        | 9,331         | 21,203         | 4,507      |
| 7  | 4395  | II СШ Новая 220   | 220        | 13,916        | 33,976         | 9,915      |
| 8  | 325   | Равшан220         | 220        | 11,209        | 27,745         | 8,561      |
| 9  | 6035  | Рогун220          | 220        | 4,294         | 9,475          | 1,745      |
| 10 | 9865  | Хатлон220         | 220        | 6,865         | 15,779         | 3,54       |
| 11 | 9866  | II Хатлон220      | 220        | 6,865         | 15,779         | 3,54       |
| 12 | 8497  | II Сангтуда1. 220 | 220        | 17,442        | 42,851         | 12,829     |
| 13 | 8496  | Сангтуда1.220     | 220        | 17,442        | 42,854         | 12,832     |
| 14 | 2797  | Джангал220        | 220        | 12,562        | 28,903         | 6,513      |
| 15 | 4452  | II СШ Регар220    | 220        | 13,939        | 35,895         | 12,919     |
| 16 | 369   | Равшан220(1)      | 220        | 11,209        | 27,747         | 8,564      |
| 17 | 9629  | Прядильная220     | 220        | 8,124         | 18,771         | 4,313      |
| 18 | 11545 | Колхозобод220     | 220        | 5,499         | 12,345         | 2,477      |
| 19 | 9632  | II Прядильная220  | 220        | 8,125         | 18,771         | 4,311      |
| 20 | 7765  | Себистон220       | 220        | 14,496        | 33,499         | 7,702      |
| 21 | 4522  | II Джангал220     | 220        | 12,571        | 28,919         | 6,511      |
| 22 | 7796  | Лолазор220        | 220        | 16,58         | 39,193         | 9,971      |
| 23 | 189   | Новая220          | 220        | 13,916        | 33,978         | 9,917      |
| 24 | 4262  | II СШ Душанбе220  | 220        | 14,978        | 36,963         | 11,266     |

Продолжение таблицы П1.9

|    |       |                   |     |        |        |        |
|----|-------|-------------------|-----|--------|--------|--------|
| 25 | 7799  | II Лолазор220     | 220 | 16,58  | 39,193 | 9,971  |
| 26 | 195   | Душанбе220        | 220 | 14,984 | 36,972 | 11,265 |
| 27 | 9726  | Руми220           | 220 | 2,883  | 6,352  | 1,161  |
| 28 | 4573  | Ордж-Абад 220     | 220 | 11,172 | 25,647 | 5,72   |
| 29 | 215   | ДТЭЦ2.220         | 220 | 12,931 | 31,564 | 9,203  |
| 30 | 7556  | II ЯТЭЦ220        | 220 | 13,201 | 30,223 | 6,656  |
| 31 | 7555  | ЯТЭЦ220           | 220 | 13,2   | 30,221 | 6,655  |
| 32 | 8399  | Сангтуда2.220     | 220 | 15,662 | 38,131 | 10,998 |
| 33 | 4579  | II Ордж-Абад220   | 220 | 11,172 | 25,647 | 5,72   |
| 34 | 8402  | II Сангтуда2. 220 | 220 | 15,665 | 38,137 | 10,998 |
| 35 | 12509 | Герань220         | 220 | 3,647  | 7,935  | 1,36   |
| 36 | 8155  | Яван220           | 220 | 16,34  | 38,642 | 9,849  |
| 37 | 8158  | II Яван220        | 220 | 16,311 | 38,581 | 9,844  |

Таблица П1.10. Результаты расчета однофазных КЗ в 37 узлах 220 кВ с применением СДС

| №  | ID    | Узел              | $U_n$ , кВ | $I_{n0}$ , кА | $i_{max}$ , кА | $i_a$ , кА |
|----|-------|-------------------|------------|---------------|----------------|------------|
| 1  | 7354  | Нурек220          | 220        | 26,75         | 68,62          | 24,339     |
| 2  | 7357  | II Нурек220       | 220        | 26,75         | 68,621         | 24,34      |
| 3  | 7910  | Байпазинская220   | 220        | 22,661        | 54,781         | 15,34      |
| 4  | 290   | Регар220          | 220        | 15,599        | 40,134         | 14,394     |
| 5  | 8193  | Головная220       | 220        | 14,799        | 35,379         | 9,449      |
| 6  | 7656  | Шаршар220         | 220        | 7,004         | 15,898         | 3,362      |
| 7  | 4395  | II СШ Новая 220   | 220        | 14,284        | 34,842         | 10,127     |
| 8  | 325   | Равшан220         | 220        | 10,724        | 26,512         | 8,139      |
| 9  | 6035  | Рогун220          | 220        | 4,177         | 9,211          | 1,691      |
| 10 | 9865  | Хатлон220         | 220        | 6,309         | 14,494         | 3,242      |
| 11 | 9866  | II Хатлон220      | 220        | 6,309         | 14,494         | 3,242      |
| 12 | 8497  | II Сангтуда1. 220 | 220        | 19,065        | 46,789         | 13,947     |
| 13 | 8496  | Сангтуда1.220     | 220        | 19,065        | 46,792         | 13,951     |
| 14 | 2797  | Джангал220        | 220        | 12,061        | 28,022         | 6,602      |
| 15 | 4452  | II СШ Регар220    | 220        | 15,599        | 40,131         | 14,388     |
| 16 | 369   | Равшан220(1)      | 220        | 10,724        | 26,514         | 8,142      |
| 17 | 9629  | Прядильная220     | 220        | 7,371         | 17,014         | 3,892      |
| 18 | 11545 | Колхозобод220     | 220        | 5,238         | 11,755         | 2,354      |
| 19 | 9632  | II Прядильная220  | 220        | 7,371         | 17,013         | 3,89       |
| 20 | 7765  | Себистон220       | 220        | 11,099        | 25,612         | 5,85       |
| 21 | 4522  | II Джангал220     | 220        | 12,067        | 28,03          | 6,599      |
| 22 | 7796  | Лолазор220        | 220        | 15,149        | 35,761         | 9,045      |

Продолжение таблицы П1.10

|    |       |                   |     |        |        |        |
|----|-------|-------------------|-----|--------|--------|--------|
| 23 | 189   | Новая220          | 220 | 14,285 | 34,844 | 10,129 |
| 24 | 4262  | II СШ Душанбе220  | 220 | 16,124 | 39,746 | 12,061 |
| 25 | 7799  | II Лолазор220     | 220 | 15,149 | 35,761 | 9,044  |
| 26 | 195   | Душанбе220        | 220 | 16,129 | 39,754 | 12,059 |
| 27 | 9726  | Руми220           | 220 | 2,568  | 5,656  | 1,031  |
| 28 | 4573  | Ордж-Абад 220     | 220 | 9,662  | 22,116 | 4,866  |
| 29 | 215   | ДТЭЦ2.220         | 220 | 12,824 | 31,262 | 9,064  |
| 30 | 7556  | II ЯТЭЦ220        | 220 | 10,248 | 23,487 | 5,198  |
| 31 | 7555  | ЯТЭЦ220           | 220 | 10,248 | 23,487 | 5,197  |
| 32 | 8399  | Сангтуда2.220     | 220 | 15,511 | 37,726 | 10,836 |
| 33 | 4579  | II Ордж-Абад220   | 220 | 9,662  | 22,116 | 4,866  |
| 34 | 8402  | II Сангтуда2. 220 | 220 | 15,513 | 37,728 | 10,835 |
| 35 | 12509 | Герань220         | 220 | 3,489  | 7,59   | 1,299  |
| 36 | 8155  | Яван220           | 220 | 16,481 | 38,958 | 9,911  |
| 37 | 8158  | II Яван220        | 220 | 16,461 | 38,92  | 9,911  |

Таблица П1.11. Результаты расчета трехфазных КЗ в 3 узлах 500 кВ с применением СДС

| № | ID   | Узел       | $U_n, \text{кВ}$ | $I_{n0}, \text{кА}$ | $i_y, \text{кА}$ | $i_a, \text{кА}$ |
|---|------|------------|------------------|---------------------|------------------|------------------|
| 1 | 171  | Душанбе500 | 500              | 7,297               | 18,721           | 6,643            |
| 2 | 173  | Регар500   | 500              | 9,101               | 23,394           | 8,361            |
| 3 | 7018 | Нурек.500  | 500              | 13,207              | 34,707           | 13,464           |

Таблица П1.12. Результаты расчета однофазных КЗ в 3 узлах 500 кВ с применением СДС

| № | ID   | Узел       | $U_n, \text{кВ}$ | $I_{n0}, \text{кА}$ | $i_y, \text{кА}$ | $i_a, \text{кА}$ |
|---|------|------------|------------------|---------------------|------------------|------------------|
| 1 | 171  | Душанбе500 | 500              | 6,85                | 17,57            | 6,23             |
| 2 | 173  | Регар500   | 500              | 9,045               | 23,233           | 8,28             |
| 3 | 7018 | Нурек.500  | 500              | 15,38               | 33,824           | 13,08            |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2.** Начальные действующие значения периодической составляющей токов трехфазных и однофазных коротких замыканий, по данным отдела релейной защиты и автоматики эксплуатирующей энергетической компании ОАХК «Барки Точик»

Приложение к письму от 10.03 2016 г. № 6 / 1318 - 790

### Параметры энергосистемы Республики Таджикистан.

- 1. На шинах 500 кВ Нурекской ГЭС**
  - 1.1. Максимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 30,934 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 38,693 кА
  - 1.2. Минимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 12,281 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 17,053 кА
- 2. На шинах 220 кВ Нурекской ГЭС**
  - 2.1. Максимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 27,515 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 34,769 кА
  - 2.2. Минимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 14,277 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 19,245 кА
- 3. На вводах генераторного напряжения блока 500 кВ Нурекской ГЭС**
  - 3.1. Максимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 10,995 кА
  - 3.2. Минимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 8,806 кА
- 4. На вводах генераторного напряжения блока 220 кВ Нурекской ГЭС**
  - 4.1. Максимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 11,45 кА
  - 4.2. Минимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 4,7975 кА
- 5. На вводах генераторного напряжения блока Байпазинской ГЭС**
  - 5.1. Максимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 6,026 кА
  - 5.2. Минимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 5,336 кА
- 6. На шинах 220 кВ Байпазинской ГЭС**
  - 6.1. Максимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 17,992 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 20,417 кА
  - 6.2. Минимальный режим работы системы.**  
Ток трехфазного короткого замыкания – 10,156 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 11,82 кА

- 7. На шинах генераторного напряжения АТ-1 Головной ГЭС**
  - 7.1.** Максимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 5,331 кА
  - 7.2.** Минимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 4,108 кА
- 8. На шинах 220 кВ Головной ГЭС**
  - 8.1.** Максимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 14,218 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 15,378 кА
  - 8.2.** Минимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 9,198 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 11,026 кА
- 9. На шинах 110 кВ Головной ГЭС**
  - 9.1.** Максимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 8,244 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 9,773 кА
  - 9.2.** Минимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 5,738 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 7,254 кА
- 10. На шинах генераторного напряжения Т-1 Душанбинский ТЭЦ-1**
  - 10.1.** Максимальный режим работы системы.  
Все генераторы отключены
  - 10.2.** Минимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 0,466 кА
- 11. На шинах 110 кВ Душанбинской ТЭЦ-1**
  - 11.1.** Максимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 6,615 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 7,589 кА
  - 11.2.** Минимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 3,696 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 4,181 кА
- 12. На шинах генераторного напряжения Т-1 Душанбинской ТЭЦ-2**
  - 12.1.** Максимальный режим работы системы.  
Все блоки генератор-трансформатор отключены.
  - 12.2.** Минимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 2,575 кА
- 13. На шинах 220 кВ Душанбинской ТЭЦ-2**
  - 13.1.** Максимальный режим работы системы.  
Ток трехфазного короткого замыкания – 9,758 кА  
Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 9,403 кА

**13.2. Минимальный режим работы системы.**

Ток трехфазного короткого замыкания – 7,411 кА

Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 8,514 кА

**14. На шинах генераторного напряжения Кайракумской ГЭС****14.1. Максимальный режим работы системы.**

Ток трехфазного короткого замыкания – 3,364 кА

**14.2. Минимальный режим работы системы.**

Ток трехфазного короткого замыкания – 2,016 кА

**15. На шинах 220 кВ Кайракумской ГЭС****15.1. Максимальный режим работы системы.**

Ток трехфазного короткого замыкания – 6,254 кА

Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 6,823 кА

**15.2. Минимальный режим работы системы.**

Ток трехфазного короткого замыкания – 3,492 кА

Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 4,3 кА

**16. На шинах 110 кВ Кайракумской ГЭС****16.1. Максимальный режим работы системы.**

Ток трехфазного короткого замыкания – 3,01 кА

Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 3,87 кА

**16.2. Минимальный режим работы системы.**

Ток трехфазного короткого замыкания – 1,833 кА

Ток при коротком замыкании на землю  $3I_0$  – 2,503 кА

**Примечание: токи даны при базисном напряжении 230 кВ.**

Начальник ОРС СРЗА



Хаитов Д. С.

Исп: Юнусова Ш. А.

E-mail: srza.bt@mail.ru

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3.** Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания переходных восстанавливающихся напряжений к нормированным значениям ( $S_{ПВН}/S_{норм}$ ) от отношения токов трехфазных коротких замыканий к номинальным токам отключения выключателей ( $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$ ) с номинальными напряжениями 110, 220 и 500 кВ

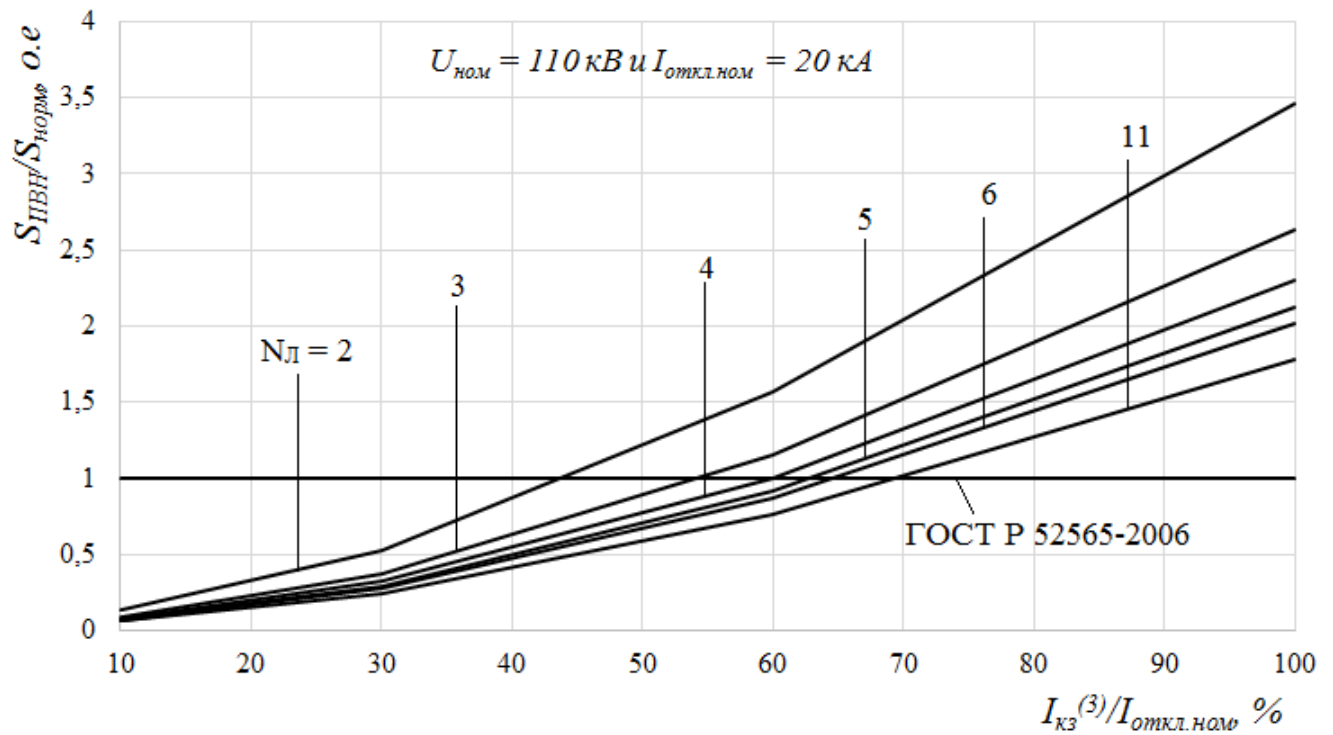


Рисунок ПЗ.1. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

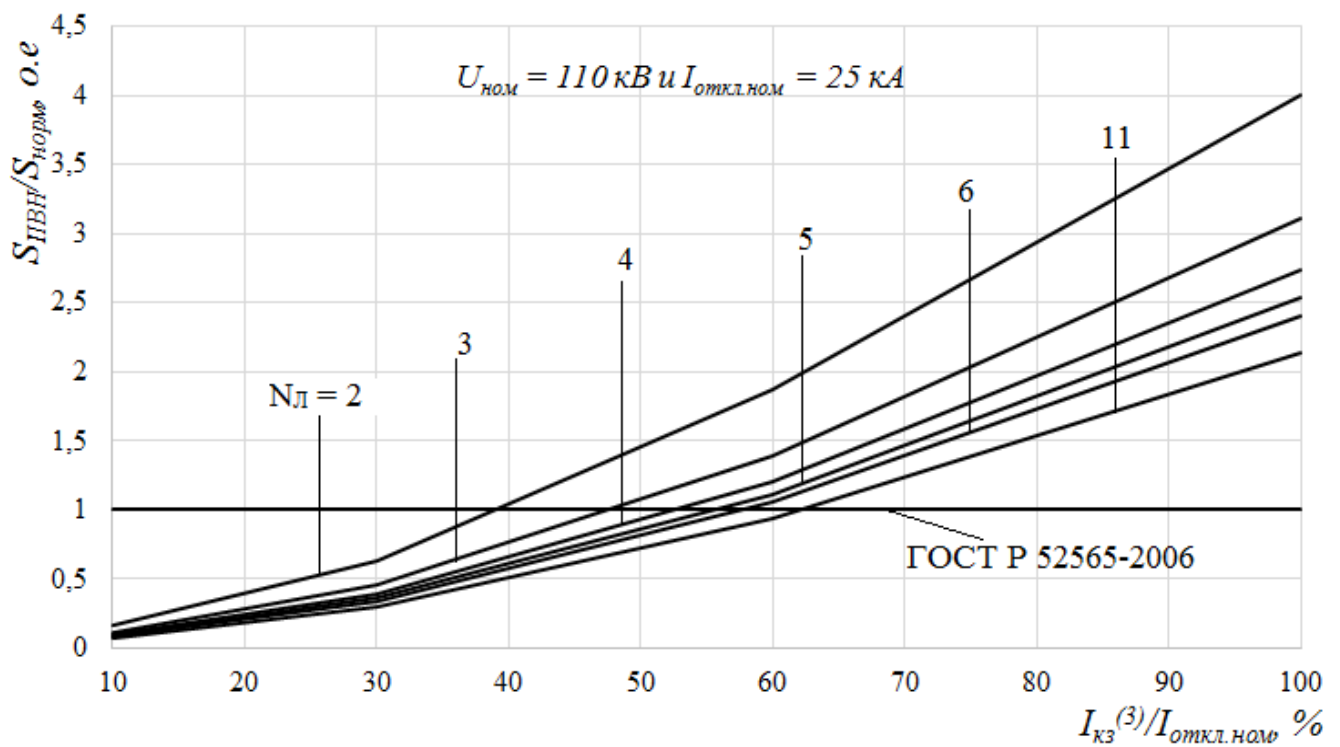


Рисунок ПЗ.2. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

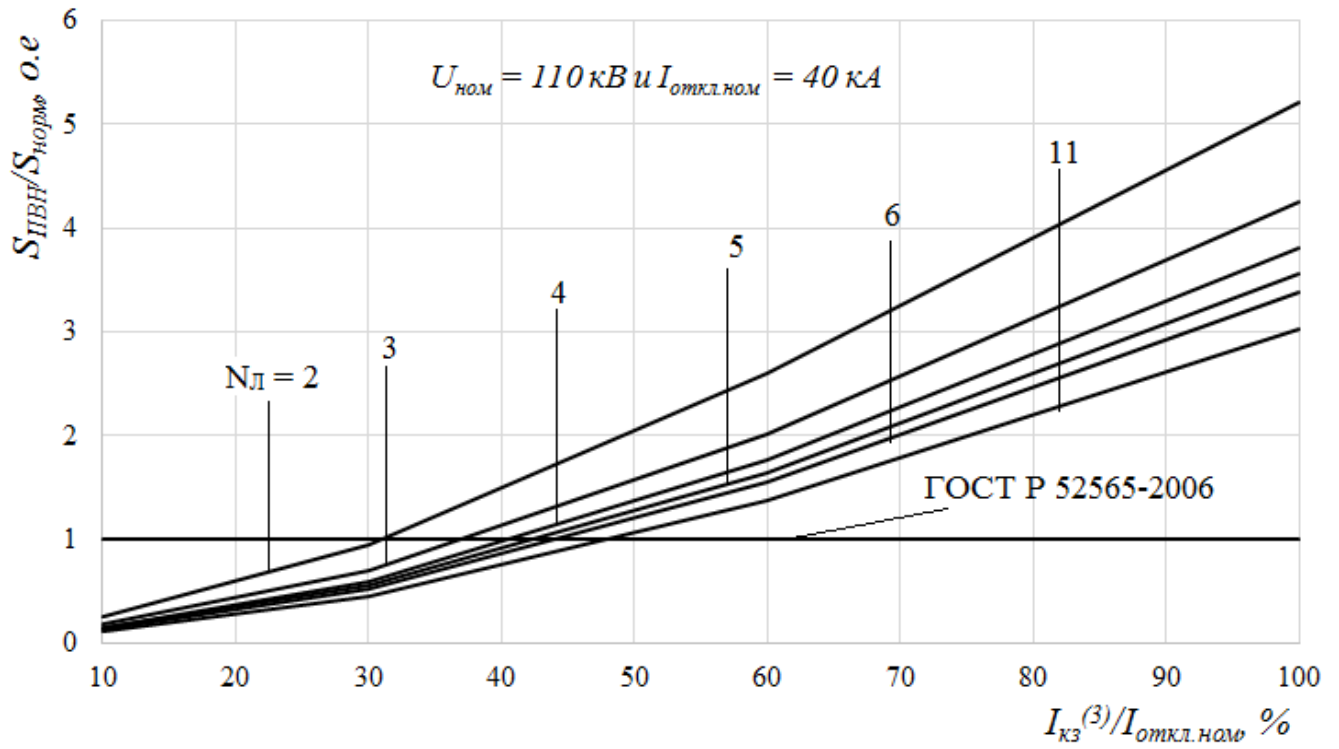


Рисунок ПЗ.3. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

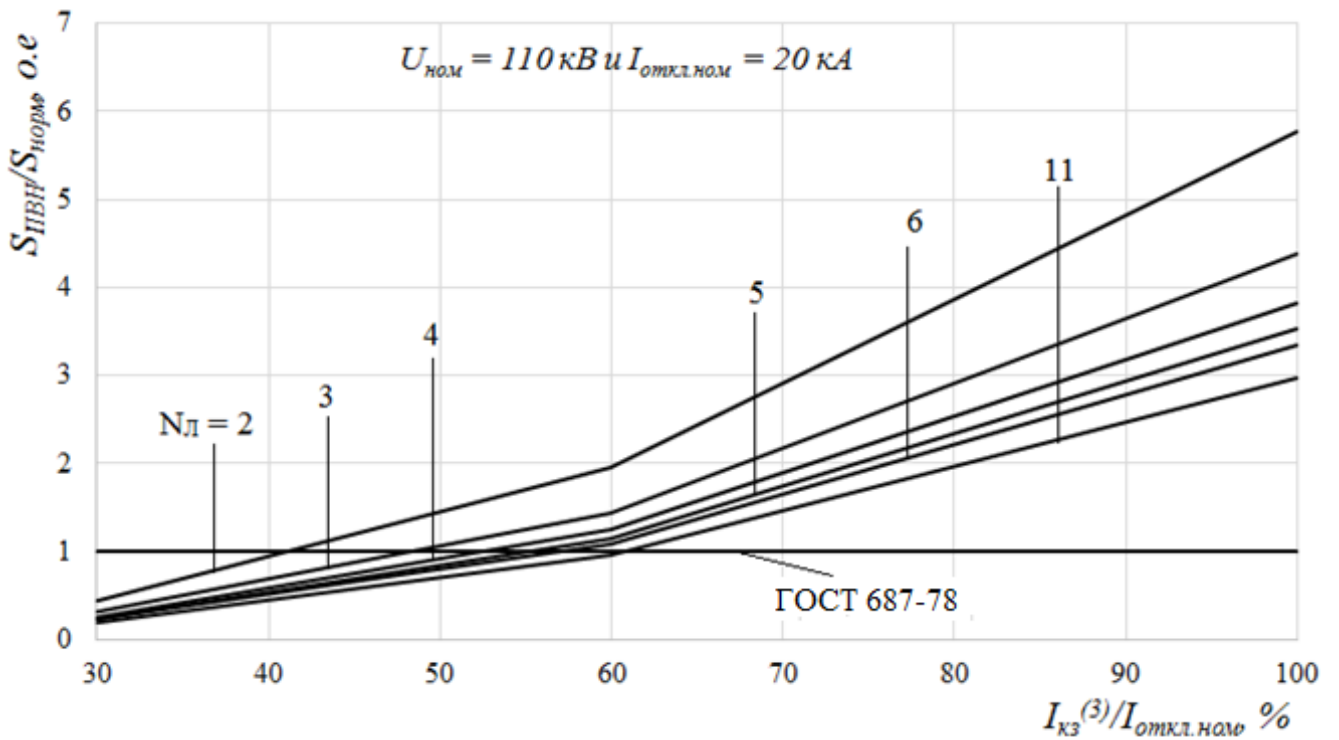


Рисунок ПЗ.4. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

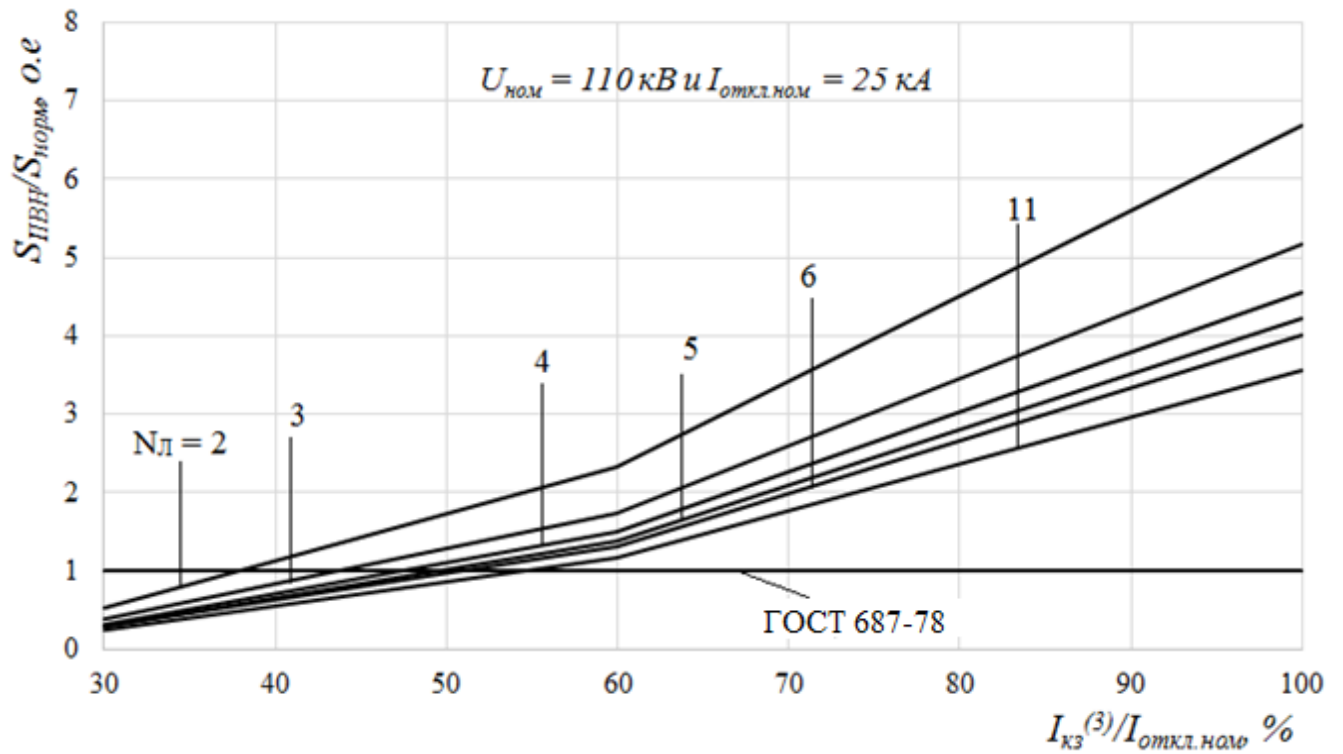


Рисунок ПЗ.5. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

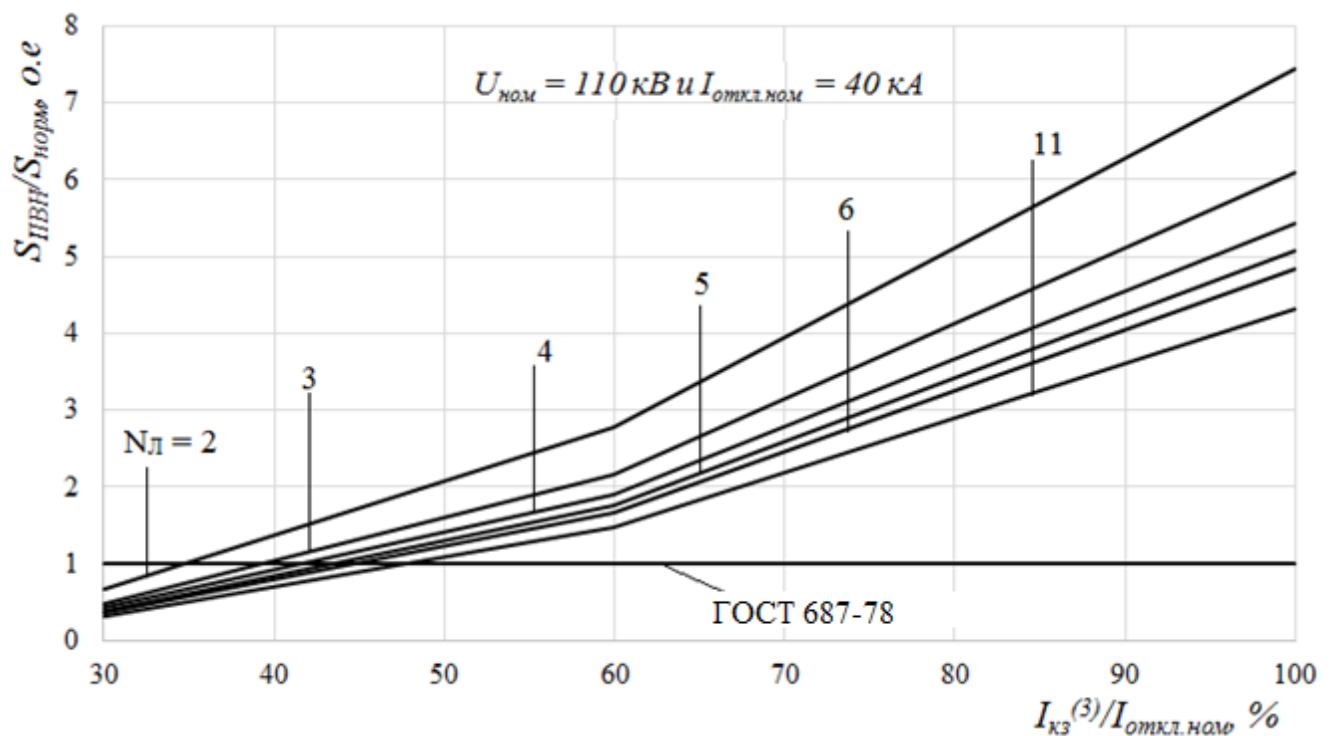


Рисунок ПЗ.6. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

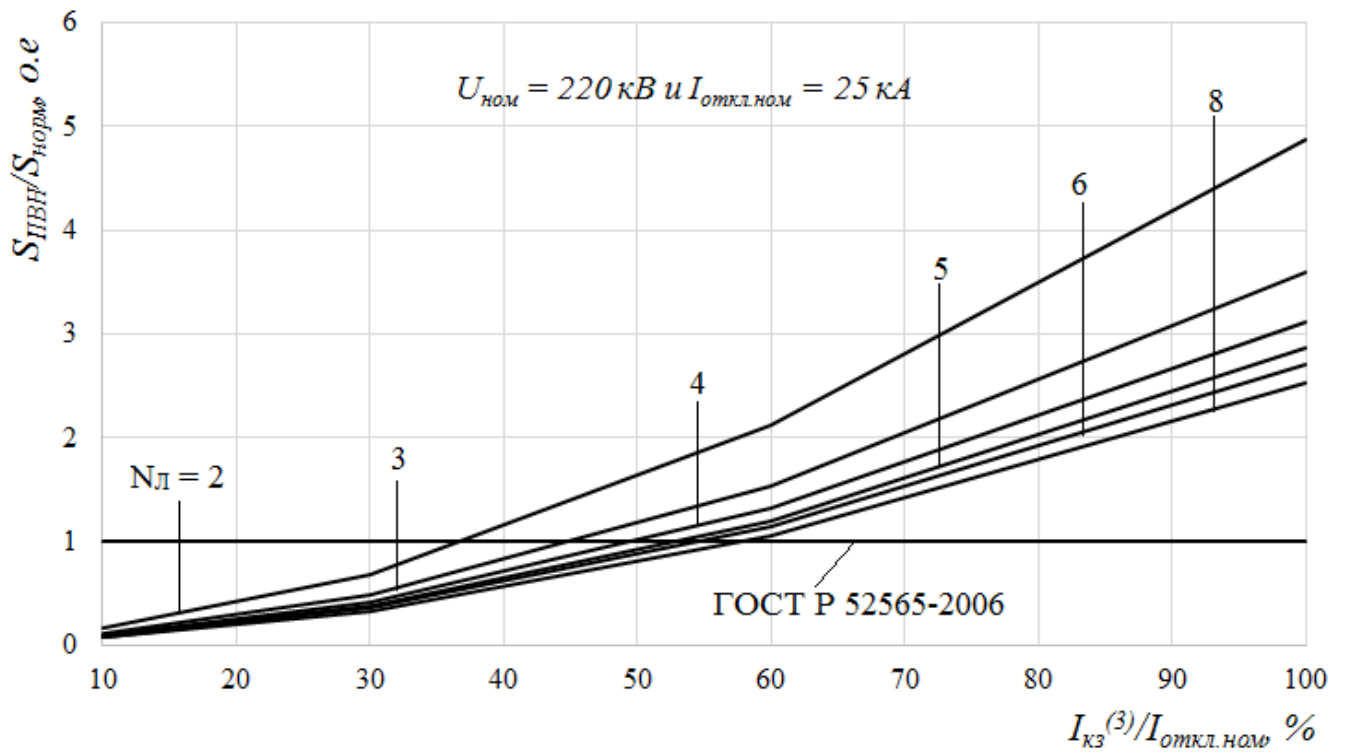


Рисунок ПЗ.7. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{\text{кз}}^{(3)}/I_{\text{откл.ном}}$

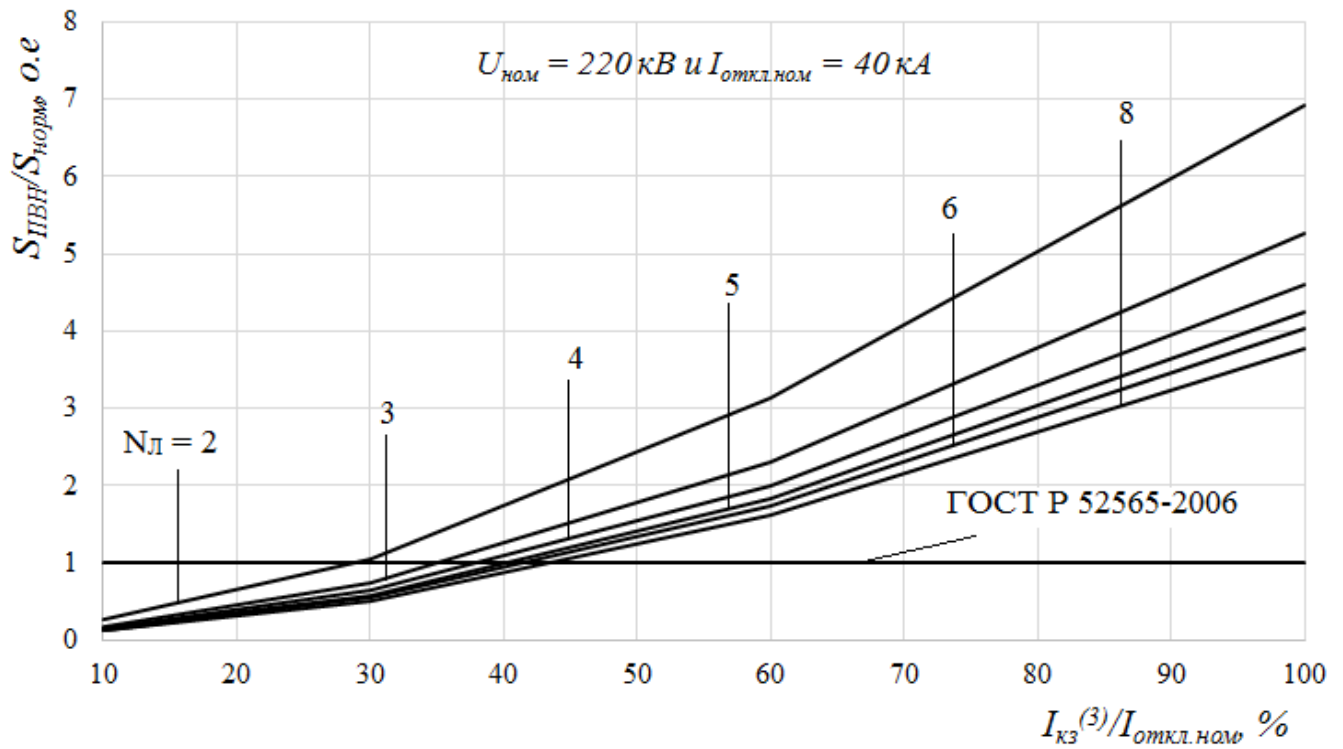


Рисунок ПЗ.8. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{\text{кз}}^{(3)}/I_{\text{откл.ном}}$

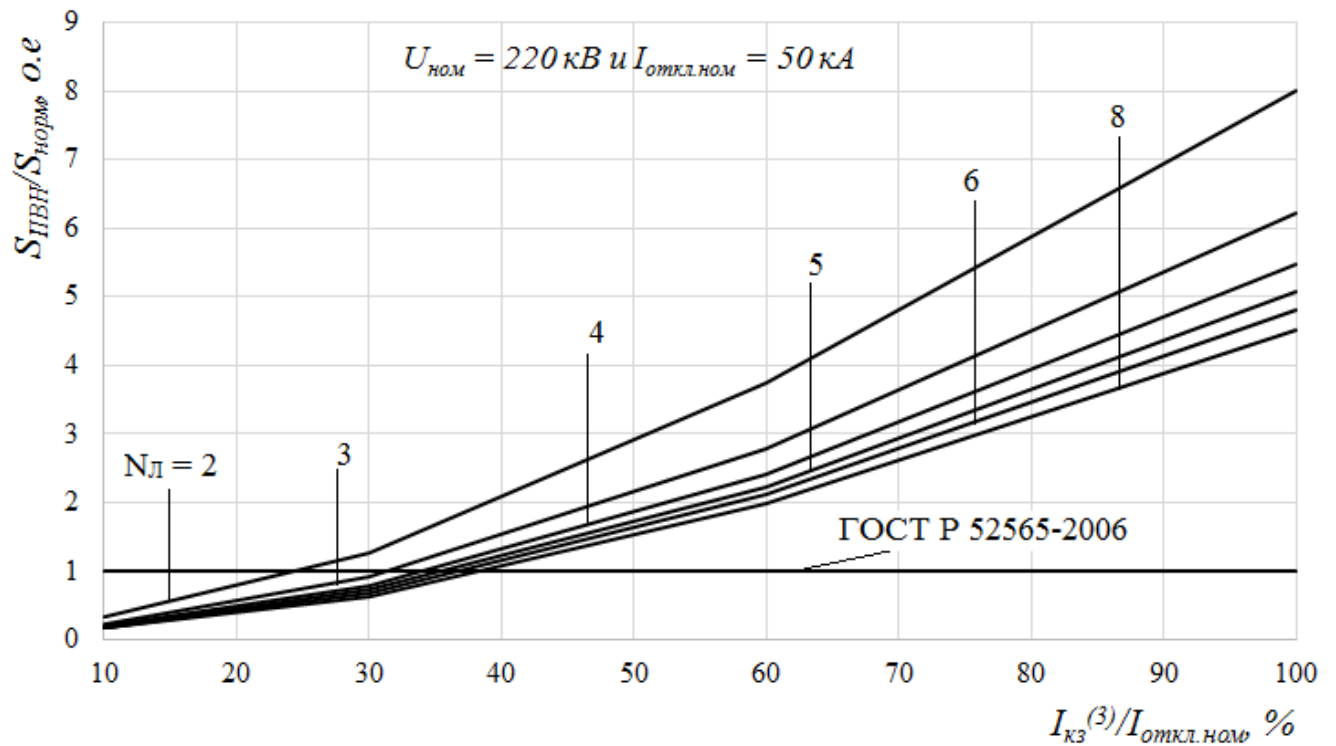


Рисунок ПЗ.9. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

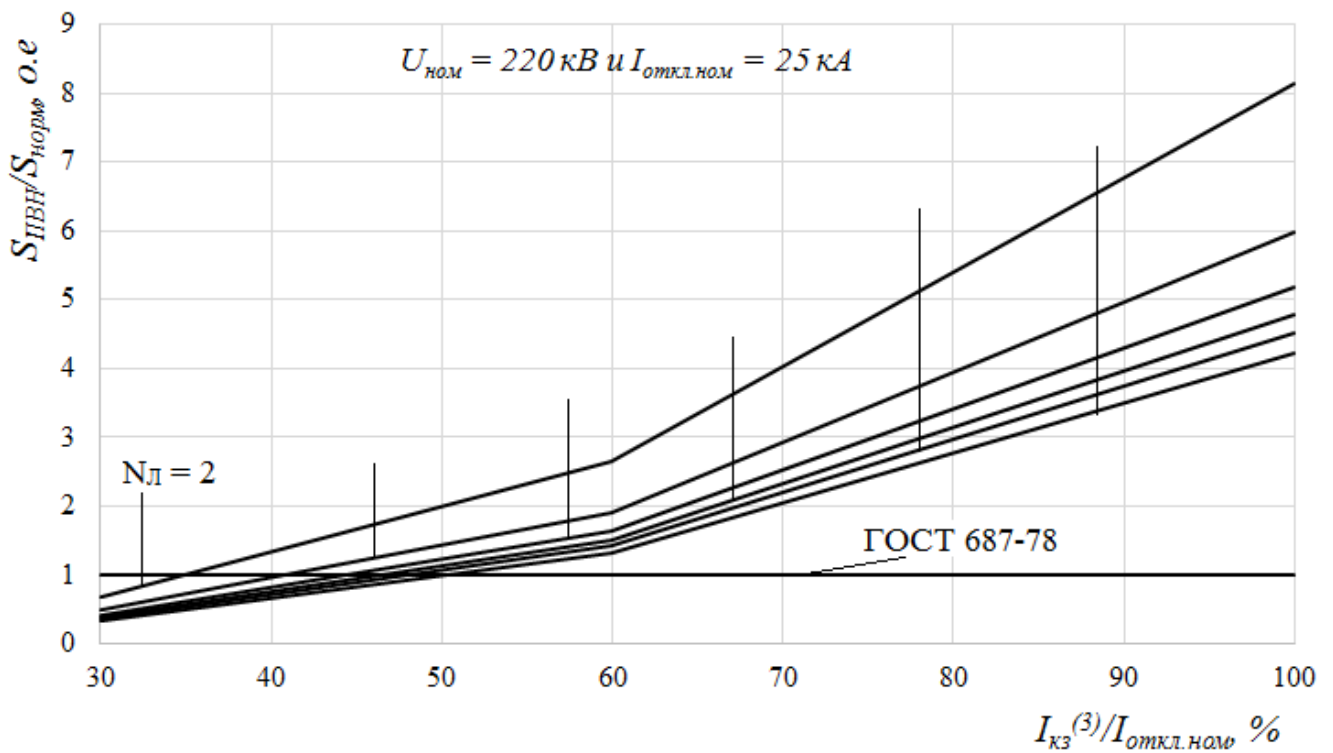


Рисунок ПЗ.10. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

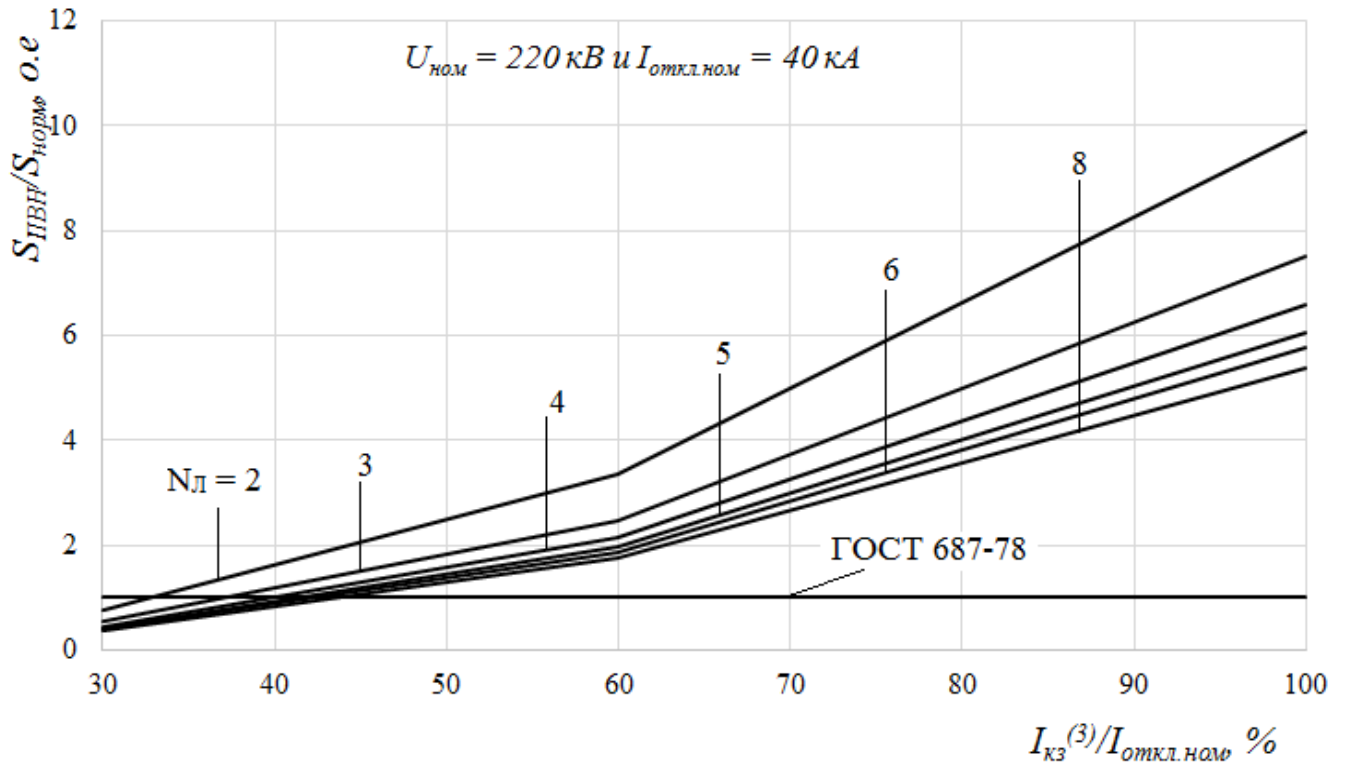


Рисунок ПЗ.11. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

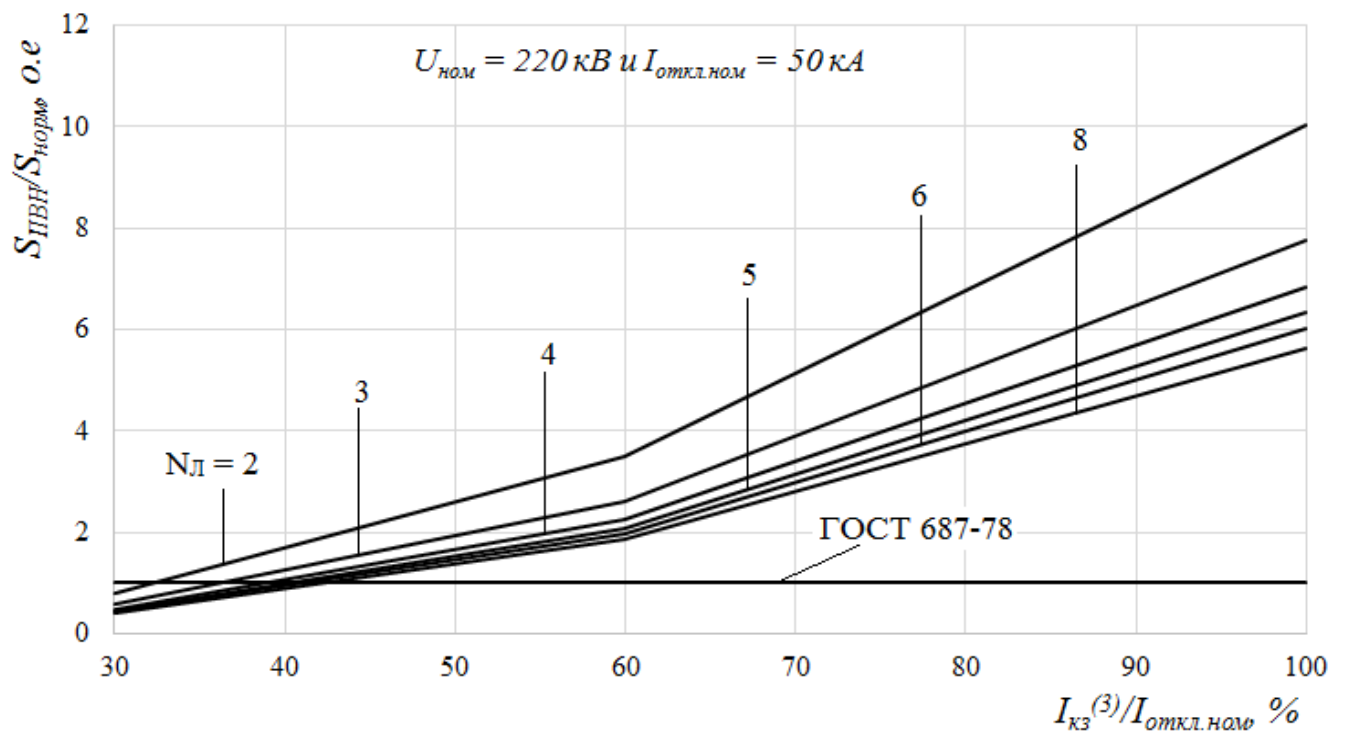


Рисунок ПЗ.12. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)}/I_{откл.ном}$

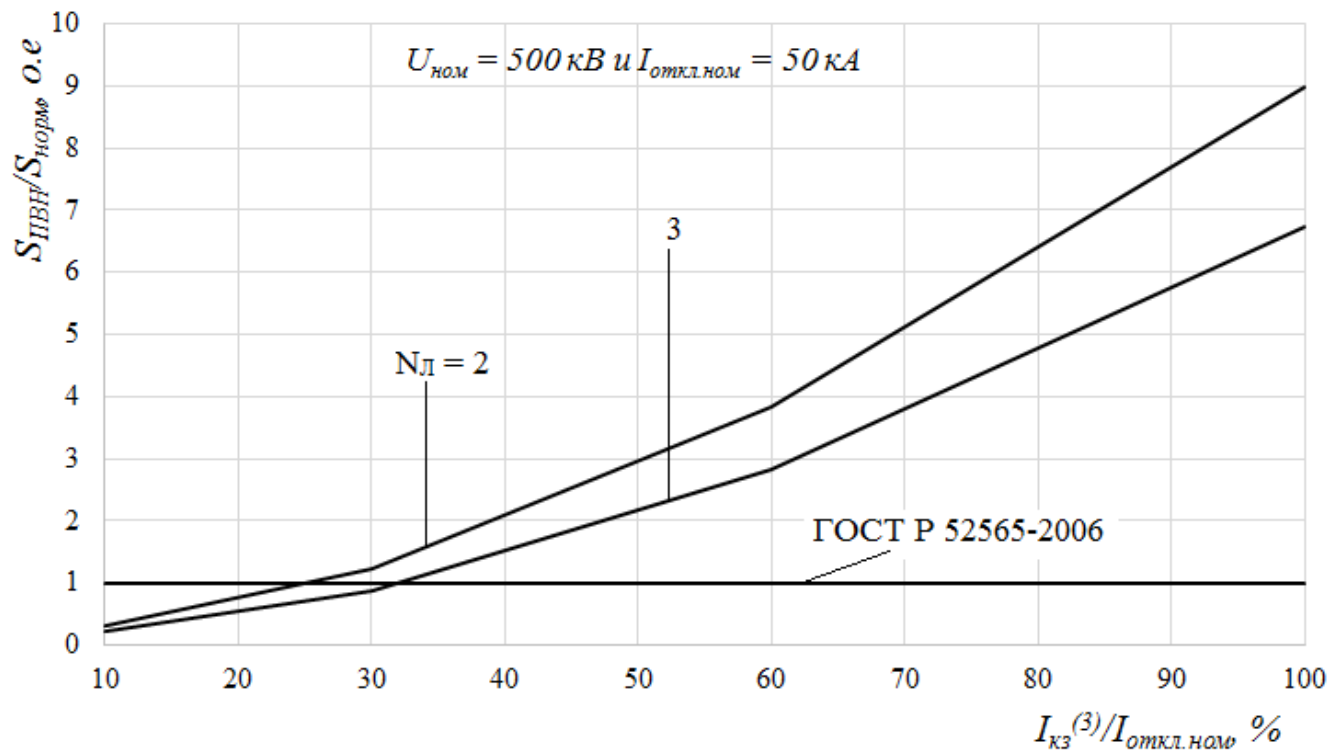


Рисунок ПЗ.13. Зависимости отношения расчетных скоростей нарастания ПВН к нормированным значениям от отношения  $I_{кз}^{(3)} / I_{откл.ном}$

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Акт внедрение**



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН**  
**ТАДЖИКСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**имени академика М.С. Осими**

734042, Душанбе, просп. академиков Раджабовых, 10, Тел.: (+992 37) 221-35-11, Факс: (+992 37) 221-71-35,  
 E-mail: [rector.ttu@mail.ru](mailto:rector.ttu@mail.ru), Web: [www.ttu.tj](http://www.ttu.tj)



**«УТВЕРЖДАЮ»**

Ректор ТТУ

имени академика М.С. Осими

Х. Одиназода

2018 г

**АКТ**

о внедрение результатов диссертационной работы Рахимова Джамшеда Бобомуродовича на тему «Оценка соответствия отключающей способности выключателей токам коротких замыканий и переходным восстанавливающимся напряжениям в энергосистеме Республики Таджикистан», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Настоящим подтверждаем, что результаты научного исследования Рахимова Дж.Б. на тему «Оценка соответствия отключающей способности выключателей токам коротких замыканий и переходным восстанавливающимся напряжениям в энергосистеме Республики Таджикистан» внедрены при составлении учебных программ специальностей кафедры «Электрические станции», изучении дисциплин программы бакалавриата: «Электрическая часть электростанций и подстанций», «Переходные процессы в электроэнергетических системах», «Электрические сети и системы», а также дисциплин по магистерской программе: «Моделирование систем и процессов в энергетике» и «Переходные режимы электроэнергетических систем», которые представлены в виде теоретических положений, методики расчета и математического моделирования.

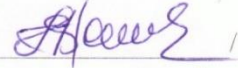
Использование указанных результатов позволяет повысить качество изучения вышеуказанных дисциплин с учетом современных научных и практических требований.

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИССИИ,**

Проректор по науке и  
международным связям

/  / М.А. Абдуллоев

**ЧЛЕНЫ КОМИССИИ:**

Начальник Учебно-методического управления /  / А.С. Фохаков

И.о. зав. кафедрой «Электрические станции» /  / Ш.М. Султонов

Подписи: доцента Абдуллоева М.А., доцента Фохакова А.С., и Султонова Ш.М.

**ЗАВЕРЯЮ**

Начальник ОКисР ТТУ имени академика М.С. Осими



Бадурдинов С.Т.