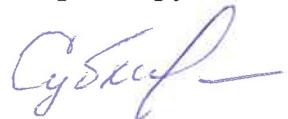


Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Российский университет транспорта (МИИТ)»
РУТ (МИИТ)

На правах рукописи



СУБХАНВЕРДИЕВ Камиль Субханвердиевич

РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ
СЕЛЕКТИВНОЙ И НЕСЕЛЕКТИВНОЙ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ
ТАГОВЫХ СЕТЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Научный руководитель

доктор технических наук, профессор
Герман Леонид Абрамович

Москва – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ТЯГОВОЙ СЕТИ	10
1.1 Анализ методов расчета токов КЗ при различных схемах соединения обмоток трансформатора.....	10
1.1.1 Расчеты основных соотношений при определении токов КЗ трансформатора.....	13
1.1.2 Расчет токов КЗ при двухсторонней схеме питания тяговой сети	19
1.1.3 Расчеты токов КЗ с использованием метода симметричных составляющих	21
1.2 Обоснование однофазной схемы замещения для расчета токов КЗ в тяговой сети переменного тока	22
1.2.1 Схема замещения при одностороннем питании ТП.....	24
1.2.2 Схема при двустороннем питании межподстанционной зоны тяговой сети	27
1.2.3 Обоснование с помощью теории эквивалентного генератора	29
1.3 Анализ расчета токов КЗ при заданных параметрах энергосистемы	30
1.3.1 Влияние упрощенного представления энергосистемы на схему замещения	32
1.3.2 Сравнение результатов расчета токов КЗ во всем диапазоне мощностей КЗ на шинах питающего напряжения.....	34
1.3.3 Экспериментальная проверка полученных результатов расчета токов КЗ в тяговой сети	46
1.4 Оценка погрешности расчета токов КЗ при различных схемах тяговой сети	50
1.4.1 Расчетные условия и сопоставление результатов расчета ..	50
1.4.2 Пути снижения методической погрешности расчета токов КЗ	53
1.5 Выводы по главе	55
2 СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ МЕЖПОДСТАНЦИОННОЙ ЗОНЫ ТЯГОВОЙ СЕТИ ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ....	57
2.1 Формирование новой схемы замещения для расчета токов КЗ в тяговой сети переменного тока.....	58
2.2 Способ получения точных параметров эквивалентной схемы сети энергосистемы.....	61
2.3 Вывод основных формул для расчета параметров КЗ при узловой схеме питания тяговой сети.....	62
2.3.1 Расчет токораспределения в тяговой сети при КЗ	65
2.3.2 Определение напряжений и сопротивлений в тяговой сети при КЗ	67

2.4	Выводы по главе	68
3	СЕЛЕКТИВНАЯ И НЕСЕЛЕКТИВНАЯ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА.....	70
3.1	Селективная и неселективная системы защиты тяговых сетей ..	70
3.2	Частично-неселективная система защиты от токов КЗ	75
3.3	Анализ специфических режимов работы ЧНСЗ.....	80
3.4	Система защиты с поперечными связями как альтернатива ЧНСЗ	94
3.5	Анализ специфических режимов работы СЗПС.....	99
3.6	Предложения по повышению надежности электроснабжения межподстанционной зоны при неселективной системе защиты.....	106
3.7	Сравнение систем защиты тяговой сети переменного тока..	110
3.7.1	Расчет числа ампер-секунд тока действующего на провод.....	110
3.7.2	Оценка экономической эффективности от переоборудования ССЗ в ЧНСЗ.....	116
3.8	Выводы по главе	119
4	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	121
4.1	Особенность работы автоматики электроснабжения тяговой сети переменного тока	121
4.1.1	Существующий алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети	121
4.1.2	Функции автоматики электроснабжения тяговой сети	124
4.2	Разработка мероприятий по снижению времени восстановления напряжения в контактной сети	129
4.3	Новый алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети переменного тока	134
4.4	Комплекс устройств автоматизации ПС на разъединителях	141
4.5	Выводы по главе	146
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	148
	ЛИТЕРАТУРА.....	151
	Приложение 1. Акты об использовании результатов диссертационной работы	167
	Приложение 2. Патенты и авторские свидетельства.....	172

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации в направлении обеспечения надежности электроснабжения тяги поездов, предусмотренная на ближайшие годы и на перспективу, ставит перед железнодорожным транспортом новые задачи. Вопросы надежности электроснабжения в условиях обновления оборудования и устройств электроснабжения, являющихся приоритетными мероприятиями при реализации указанного направления, приобретают особый вес и требуют нахождения наивыгоднейших решений. Очевидно, что такие решения будут возможны только при соответствующей полноте и рациональности положений нормативной документации, которые в настоящее время требуют внесения весьма существенных корректировок.

Поэтому для обеспечения надежности электроснабжения тяги поездов необходимо совершенствование методов расчета токов короткого замыкания (КЗ) с целью получения большей точности расчета и рационализация технических решений по организации защиты от токов КЗ, в полной мере соответствующих требованиям быстродействия, и алгоритмов средств автоматики, управляющих объектами тягового электроснабжения.

Степень разработанности темы исследования. Проблеме обеспечения надежности электроснабжения тяги поездов, а именно разработке и совершенствованию релейной защиты и средств автоматики тяговых сетей переменного тока, включая методы расчета системы тягового электроснабжения (СТЭ), посвящены работы ученых Г.И. Атабекова, М.П. Бадера, В.В. Белова, Б.М. Бородулина, А.Л. Быкадорова, В.А. Быкова, Л.А. Германа, Б.Е. Дынькина, Ю.И. Жаркова, В.П. Закарюкина, Б.И. Косарева, А.В. Крюкова, Р.Р. Мамошина, Г.Г. Марквардта, К.Г. Марквардта, В.Е. Марского, В.Я. Овласюка, В.Н. Пупынина, Е.П. Фигурнова, Ю.А. Чернова и др. Однако еще ряд вопросов по расчету и

устройствам релейной защиты и автоматики тяговых сетей требует своего решения.

Целью исследования является разработка технических решений по совершенствованию организации защиты от токов КЗ и алгоритмов средств автоматики в тяговой сети переменного тока, обеспечивающих требуемую надежность электроснабжения.

Для достижения цели исследования были поставлены следующие задачи:

1. Анализ методов расчета токов КЗ при различных схемах соединения обмоток понижающего трансформатора и заданных параметрах системы внешнего электроснабжения (СВЭ).

2. Установление мощности КЗ на вводах в тяговую подстанцию (ТП), при которой погрешность расчета токов КЗ по нормативной документации минимальна.

3. Разработка мероприятий по методам расчета токов КЗ в тяговой сети для снижения методической погрешности в вычислении.

4. Оценка организации селективных и неселективных систем защиты от токов КЗ в тяговой сети переменного тока.

5. Анализ частично-неселективной системы защиты, обеспечивающей минимальную повреждаемость контактной сети.

6. Получение аналитического решения для определения истинных зон неселективного действия защит частично-неселективной системы.

7. Анализ работы системы защиты с поперечными связями, как альтернативы частично-неселективной системы защиты.

8. Разработка предложений по повышению надежности электроснабжения межподстанционной зоны в случае применения селективной и неселективной систем защиты от токов КЗ.

9. Расчет ампер-секунд тока, действующего на контактный провод при различных способах организации защиты тяговой сети, и оценка вероятности его пережога.

10. Разработка мероприятий, обеспечивающих снижение времени восстановления напряжения в контактной сети и устойчивую работу электроподвижного состава (ЭПС) при неселективных отключениях выключателей и проходящих КЗ.

11. Совершенствование алгоритма автоматизации электроснабжения тяговой сети переменного тока при селективной и неселективной системах защиты.

Методы исследования. Решение задач, поставленных в работе, стало результатом теоретических и экспериментальных исследований. Использованы методы теории электрических цепей, методы решения систем линейных алгебраических уравнений и методы численного анализа с использованием пакета программы MathCAD.

Научная новизна результатов, полученных в диссертационном исследовании:

1. Установлено, что методическая погрешность в расчетах токов КЗ в тяговой сети по нормативным документам определяется тем, что между линиями 110(220) кВ, питающими ТП, как правило, существует взаимное сопротивление, которое не учитывается при представлении СВЭ в схеме замещения сопротивлениями, полученными по заданной мощности КЗ на вводах в ТП и, тем самым, изменяется токораспределение в тяговой сети.

2. Предложена схема замещения межподстанционной зоны тяговой сети для расчета токов КЗ, отличающаяся тем, что учитывает связь двух смежных ТП по ВЛ-110(220) кВ и, тем самым, повышает точность расчетов.

3. Предложена частично-неселективная система релейной защиты от токов КЗ в тяговой сети переменного тока, при которой зона действия первой ступени дистанционных защит ТП с нулевой выдержкой времени увеличивается до поста секционирования (ПС) включительно, а защит ПС – до шин ТП включительно. В результате при КЗ исключается опасность пережога контактных проводов и до минимума уменьшаются зоны неселективной работы защит.

4. Разработан новый алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети, отличающийся тем, что после отключения КЗ вводится быстродействующее автоматическое повторное включение (БАПВ) питающей линии контактной сети ПС на выключателях с контролем наличия КЗ в отключенной контактной сети, а затем выполняется автоматическое повторное включение (АПВ) питающих линий контактной сети на ТП, зависимое от успешной работы БАПВ поста, что позволяет уменьшить время отсутствия напряжения в аварийно отключенной тяговой сети.

5. Предложен комплекс устройств защиты и автоматики на участках с ПС на разъединителях, повышающий надежность электроснабжения тяговой сети переменного тока в аварийных ситуациях путем исключения отключений разъединителей ПС при ложных и проходящих КЗ, для этого:

- запатентовано устройство неселективной защиты, позволяющее при КЗ на станции или линии ДПР блокировать отключения разъединителей;
- разработано устройство, отличающееся тем, что к трансформатору напряжения шин ПС подключен блок определения проходящего (устойчивого) КЗ в отключенной контактной сети;
- добавлен выключатель в шину ПС с устройством определения проходящего КЗ.

Теоретическая и практическая ценность результатов исследования:

1. Обоснована возможность проводить расчеты токов КЗ в тяговой сети переменного тока при любой схеме СВЭ по однофазной схеме замещения системы, что позволяет упростить и повысить точность расчета, используя известные методы расчета сложных электрических цепей.

2. Разработана программа для ЭВМ расчета параметров КЗ в тяговых сетях переменного тока 25 кВ, на которую получено Свидетельство о государственной регистрации в ФИПС (№ 2017613520). Программа построена на основе метода совместного расчета СВЭ и СТЭ и позволяет получить относительно точные значения токов, напряжений и сопротивлений при КЗ в любой точке межподстанционной зоны.

3. Получено аналитическое решение задачи исследования работы дистанционных защит частично-неселективной системы при КЗ вблизи ТП или ПС, когда зона действия их первых ступеней без выдержки времени увеличивается в пределах, охватывающих всю защищаемую зону.

4. Исследование работы частично-неселективной системы защиты и системы защиты с поперечными связями от токов КЗ в сравнении с существующими системами показало преимущества их по обеспечению надежности электроснабжения тяги поездов и целесообразность применения в качестве типовых вариантов.

5. Разработаны и запатентованы способ и устройство, снижающие время восстановления напряжения в контактной сети, за счет выполнения БАПВ присоединений питающих линий ПС контактной сети на выключателях и позволяющие исключить перерывы в движении поездов при ложных срабатываниях защит и проходящих КЗ (патент № 2647108 РФ и патент № 172099 РФ).

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность полученных результатов исследования теоретически обоснована и экспериментально проверена.

Отдельные положения работы докладывались и обсуждались:

– на Международной научно-практической конференции «Конструкция, динамика и прочность подвижного состава», посвященной 75-летию со дня рождения В.Д. Хусидова, Москва, МГУПС (МИИТ), 20-21 марта 2014 г.;

– на Международной научно-технической конференции «Энергетика транспорта. Актуальные проблемы и задачи», Ростов-на-Дону, РГУПС, 28-30 мая 2015 г.;

– на IX Международном симпозиуме Элтранс-2017 (Eltrans-2017) «Прорывные технологии электрического транспорта», посвященного 130-летию основания Г.К. Мерчингом электротехнической школы в России, Санкт-Петербург, ПГУПС, 18-20 октября 2017 г.;

– на заседании секции «Электрификация и электроснабжение» Научно-технического совета ОАО «РЖД», Москва, 15 марта 2018 г.

Внедрение. Предложения по повышению надежности электроснабжения межподстанционной зоны при неселективной защите выключателей тяговых подстанций используются на участке контактной сети Арзамасской дистанции электроснабжения Горьковской железной дороги.

Алгоритм и программа расчета основных параметров КЗ для ЭВМ «Программа расчета параметров короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока 25 кВ РАПКЗ» используется в проектной практике отдела тяговых подстанций и телемеханики института «Трансэлектропроект» – филиала АО «Росжелдорпроект» и в учебном процессе при подготовке студентов кафедры «Электроэнергетика транспорта» РУТ (МИИТ).

Публикации. Результаты диссертации опубликованы в 10 работах, в том числе в 6 статьях рецензируемых изданий, входящих в Перечень ВАК при Минобрнауки России. Получены 1 патент на изобретение, 2 патента на полезную модель, а также 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем диссертации. Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 133 наименований и двух приложений и содержит 173 страницы машинописного текста, включая 50 рисунков, 15 таблиц.

1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ТЯГОВОЙ СЕТИ

1.1 Анализ методов расчета токов КЗ при различных схемах соединения обмоток трансформатора

Расчету токов двухфазного КЗ в тяговой сети переменного тока посвящены работы [2-12; 130; 131], все они связаны с рассмотрением несимметричных режимов тока и напряжения.

Для разработки современных систем релейной защиты для быстрого обнаружения и ликвидации КЗ, а также для оценки остаточного ресурса трансформаторов необходимо исследовать количественные соотношения при аварийных режимах.

В [4-6] представлено КЗ в тяговой сети с односторонним питанием от одиночной ТП с трансформатором Y/Δ, подключенной к трехфазной СВЭ. Схема замещения при двухфазном КЗ сведена в двухфазную цепь, в которой сопротивление трансформатора и СВЭ введены с коэффициентом 2. Сопротивления на фазу вычислены по умолчанию при соединении обмоток трансформатора по схеме Y/Y, чем и вызвано удвоение сопротивлений для цепи, состоящей из двух фаз.

В нормативных документах по релейной защите СТЭ [2; 3] по аналогии с [4-6] предлагается формула для расчета тока двухфазного КЗ в тяговой сети, где сопротивление подстанции Z_{Π} также равно удвоенному значению суммы сопротивлений фазы трансформатора $Z_{\Phi T}$ и энергосистемы $Z_{\Phi C}$:

$$Z_{\Pi} \approx X_{\Pi} = 2 \cdot U_H^2 \cdot \left[\frac{1}{S_C} + \frac{u_K}{100 \cdot S_H \cdot n} \right] = 2 \cdot (Z_{\Phi C} + Z_{\Phi T}), \quad (1.1)$$

где u_K – паспортное значение сопротивления КЗ трансформатора, %;

S_H – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

n – количество включенных на подстанции трансформаторов;

S_C – мощность КЗ на вводе в подстанцию, МВ·А;

X_{Π} – индуктивное сопротивление подстанции, Ом;

U_H – напряжение на выводах тяговой обмотки трансформатора, кВ, принимаемое при отсутствии более точных данных равным номинальному напряжению 27,5 кВ.

Удвоение сопротивления фазы в формуле (1.1) для схемы соединения Y/Δ не является очевидным и в некоторых случаях вызывает сомнения. К тому же, сопротивления фазы трансформатора Z_{FT} и энергосистемы Z_{FC} в соответствии с (1.1) определяются по формулам:

$$Z_{FC} \approx X_{FC} = \frac{U_H^2}{S_C}, \quad (1.2)$$

$$Z_{FT} \approx X_{FT} = \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H \cdot n'}, \quad (1.3)$$

которые справедливы для схемы соединения обмоток трансформатора Y/Y .

Известно, что в трансформаторе со схемой соединения обмоток Y/Δ фазные и линейные напряжения тяговой обмотки равны, а в схеме соединения Y/Y фазное напряжение тяговой обмотки в $\sqrt{3}$ меньше линейного. Сопротивление фазы трансформатора при соединении обмоток Y/Δ в три раза больше, чем при соединении Y/Y .

Более того, при двухфазном КЗ в схеме вторичной обмотки трансформатора «звезда» одинаковый ток, равный току КЗ, протекает только по двум его фазам и питающей его линии 110(220) кВ (рисунок 1.1, δ), тогда как при соединении тяговой обмотки в «треугольник» ток протекает во всех трех фазах (см. рисунок 1.1, a). На рисунке 1.1, a значения токов в фазах получаются другими, отличными от тока КЗ (см. рисунок 1.1, δ).

Тогда справедливость в удвоении сопротивлений в формуле (1.1) можно проверить, если вторичную обмотку трансформатора «треугольник» преобразовать в «звезду» (рисунок 1.1), как это делается для расчетов некоторых режимов тяговой сети [17]. Однако, в этом случае преобразование «треугольника» в «звезду» не совсем верно [18; 19].

Таким образом, задача состоит в доказательстве правильности удвоения в формуле расчета сопротивления цепи КЗ, данной в [2; 3].

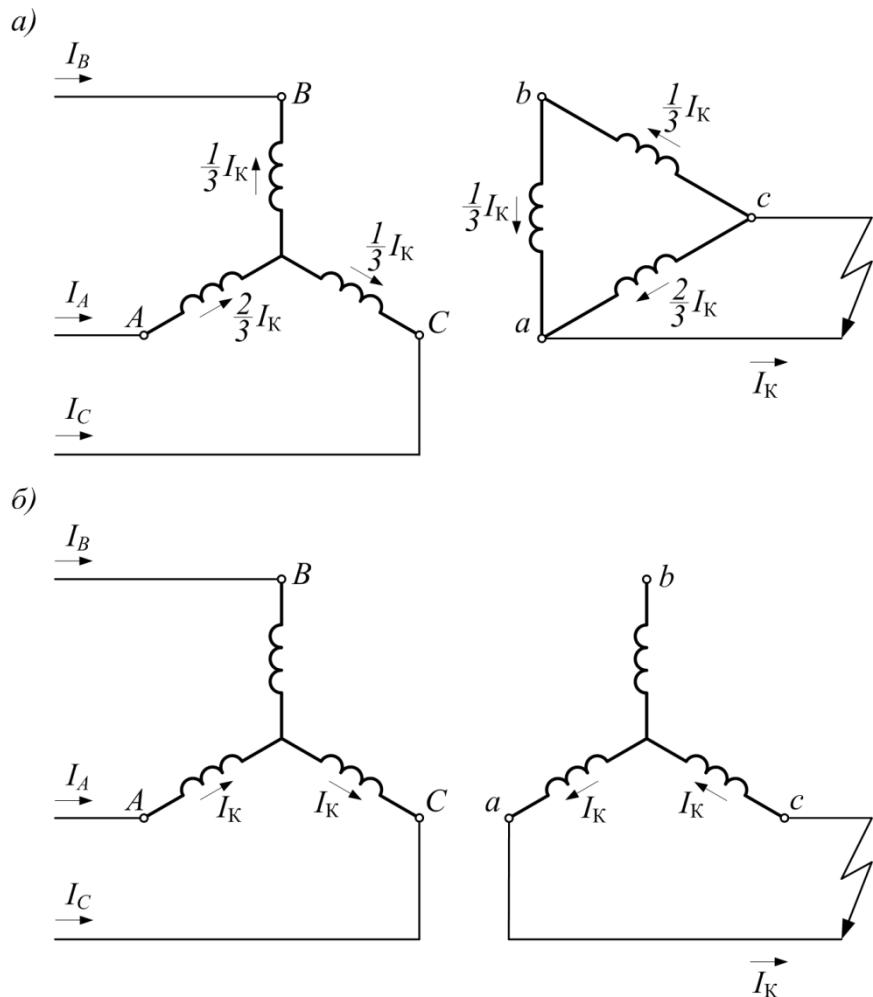


Рисунок 1.1 – Трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Δ (а) и со схемой – Y/Y (б)

Кроме того, в основном учебнике по электроснабжению железных дорог [8] для сопротивлений фазы энергосистемы и трансформатора при схеме соединения последнего Y/Δ , приведенных к номинальному напряжению тяговой обмотки, предлагаются следующие формулы, дающие значения сопротивлений КЗ системы и трансформатора и, отличающиеся от значения, полученного по формуле (1.1) в 3 раза.

$$Z_{\Phi C} \approx X_{\Phi C} = 3 \cdot \frac{U_H^2}{S_C}, \quad (1.4)$$

$$Z_{\Phi T} \approx X_{\Phi T} = 3 \cdot \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H}. \quad (1.5)$$

Итак, задачами раздела главы будут:

- оценка области применения формул (1.1) и (1.4), (1.5) в расчетах нормальных и аварийных режимов СТЭ переменного тока;
- пояснение правил и методов вывода формулы (1.1) для расчета токов КЗ.

1.1.1 Расчеты основных соотношений при определении токов КЗ трансформатора

Рассмотрим случай с КЗ на одном, примыкающем к подстанции, плече питания и при отсутствии нагрузки на другом.

Если пренебречь намагничающими токами трансформатора в отсутствии составляющей тока нулевой последовательности, то на каждом стержне магнитопровода трансформатора будет равенство первичной и вторичной магнитодвижущих сил. Таким образом, в каждой фазе трансформатора, приведенного к одному напряжению, будет существовать равенство первичных и вторичных токов, то есть каждую его фазу можно рассматривать независимо от других [13; 20-27].

Действительно, при вторичной обмотке трансформатора «треугольник» центр звезды фазных напряжений первичной обмотки «звезда», совпадает с центром тяжести треугольника линейных напряжений, а токи нулевой последовательности во вторичную обмотку из первичной не трансформируются [28]. Следовательно, сумма мгновенных значений токов в ней равна нулю и каждая фаза его работает независимо.

Следует отметить, что при расчетах несимметричных режимов в трехфазных трансформаторах при отсутствии токов нулевой последовательности, когда приведенные токи в фазах обмоток трансформатора равны, сопротивления КЗ первичной и вторичной обмоток не разделяются, а берутся как одно целое [28].

Разделять сопротивления первичной и вторичной обмоток при расчетах несимметричных режимов следует только при наличии токов нулевой

последовательности, когда приведенные токи в фазах первичной обмотки не равны токам в фазах вторичной обмотки [28].

1. Расчеты трансформатора со схемой Y/Δ

Схема замещения тягового трансформатора со схемой Y/Δ и расчетные схемы при двухфазном КЗ приведены на рисунке 1.2, где I_K – ток одного плеча при КЗ.

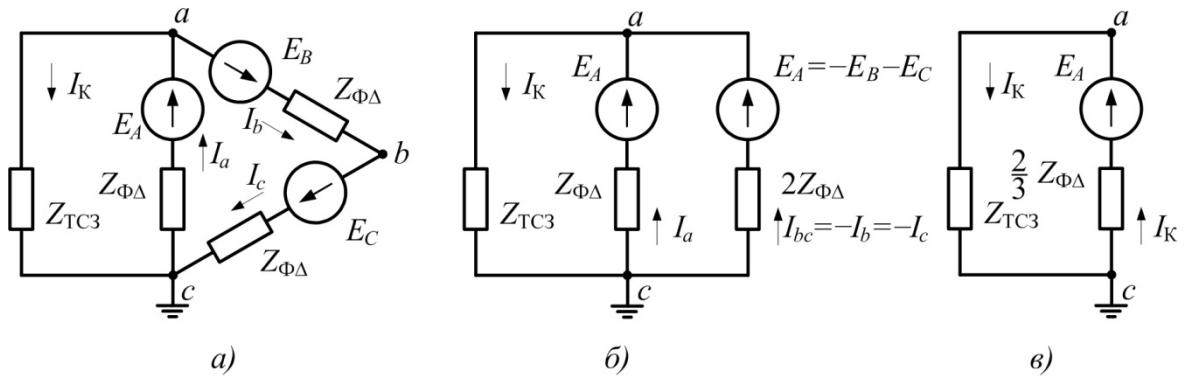


Рисунок 1.2 – Схема замещения тягового трансформатора при двухфазном коротком замыкании (а) и промежуточная (б) и окончательная (в) расчетные схемы

Здесь $Z_{ΦΔ} = Z_{ΦT} + Z_{ΦC}$ – приведенное суммарное сопротивление КЗ на фазу трансформатора со схемой Y/Δ [28], а Z_{TC3} – приведенное сопротивление тяговой сети и переходное сопротивление в месте КЗ.

Сопротивление КЗ для одной фазы тягового трансформатора находится по формуле:

$$\begin{aligned} Z_{ΦT} &= \frac{u_K \cdot U_H}{100 \cdot I_{ΦH}} = \frac{u_K \cdot U_H}{100 \cdot \frac{S_{ΦH}}{U_{ΦH}}} = \\ &= \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{ΦH}} = \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot \frac{S_H}{3}} = \frac{u_K \cdot 3 \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H}, \end{aligned} \quad (1.6)$$

где $I_{ΦH}$ – номинальный фазный ток трансформатора;

$S_{ΦH}$ – номинальная мощность одной фазы трансформатора;

$S_H = 3 \cdot S_{ΦH}$ – номинальная мощность трансформатора.

Формула (1.5) совпадает с формулой (3.140), данной в [8].

Если у тягового трансформатора номинальной мощностью, например, 40 МВ·А с напряжениями 110/27,5 кВ паспортное значение напряжения КЗ u_K составляет 10,5%, то сопротивление КЗ $Z_{\Phi T}$ одной фазы, приведенное к вторичной стороне трансформатора ($U_H = 27,5$ кВ) в соответствии с (1.5) будет равно:

$$Z_{\Phi T} = \frac{u_K \cdot 3 \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 3 \cdot 27500^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 6 \text{ Ом.} \quad (1.7)$$

Сопротивление СВЭ на одну фазу, выраженное через мощность КЗ S_C на вводе в подстанцию и приведенное к напряжению 27,5 кВ, составит:

$$Z_{\Phi C} = \frac{U_H^2 \cdot 3}{S_C} = \frac{27500^2 \cdot 3}{1000 \cdot 10^6} = 2,27 \text{ Ом,} \quad (1.8)$$

где S_C – мощность КЗ на вводе в подстанцию, равная 1000 МВ·А.

Если сопротивление СВЭ на фазу задано в омах на первичной стороне трансформатора, то его приводят к напряжению 27,5 кВ с помощью коэффициента трансформации фазных напряжений, который для данного трансформатора равен $115/(\sqrt{3} \cdot 27,5) = 2,309$.

Таким образом, сопротивление одной фазы ТП будет равно:

$$\begin{aligned} Z_{\Phi \Delta} &= Z_{\Phi T} + Z_{\Phi C} = \frac{u_K \cdot 3 \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} + \frac{U_H^2 \cdot 3}{S_C} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 3 \cdot 27500^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} + \frac{27500^2 \cdot 3}{1000 \cdot 10^6} = 6 + 2,27 = 8,27 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (1.9)$$

При двухфазном КЗ на выводах тяговой обмотки (рисунок 1.2) обмотка одной фазы A оказывается соединенной параллельно с двумя соединенными последовательно обмотками фаз B и C . В обеих ветвях действуют одинаковые по модулю источники ЭДС, поскольку $\underline{E}_A = -\underline{E}_B - \underline{E}_C$. Но при этом сопротивления ветвей разные: сопротивление одной фазы равно $Z_{\Phi \Delta}$, а другой – в два раза больше, то есть $2 \cdot Z_{\Phi \Delta}$. Таким образом, сопротивление ТП при двухфазном КЗ будет равно:

$$Z_{\Pi} = \frac{Z_{\Phi \Delta} \cdot 2 \cdot Z_{\Phi \Delta}}{Z_{\Phi \Delta} + 2 \cdot Z_{\Phi \Delta}} = \frac{2}{3} Z_{\Phi \Delta} = \frac{2}{3} 8,27 = 5,51 \text{ Ом.} \quad (1.10)$$

Формулу (1.10) для внутреннего сопротивления ТП можно преобразовать к виду:

$$\begin{aligned} Z_{\Pi} &= \frac{Z_{\Phi\Delta} \cdot 2 \cdot Z_{\Phi\Delta}}{Z_{\Phi\Delta} + 2 \cdot Z_{\Phi\Delta}} = \frac{2}{3} \cdot Z_{\Phi\Delta} = \frac{2}{3} \cdot \left[\frac{u_K \cdot 3 \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} + \frac{U_H^2 \cdot 3}{S_C} \right] = \\ &= \frac{2 \cdot u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} + \frac{2 \cdot U_H^2}{S_C} = 2 \cdot \left[\frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} + \frac{U_H^2}{S_C} \right] = 2 \cdot (Z_{\Phi T} + Z_{\Phi C}), \end{aligned} \quad (1.11)$$

где

$$Z_{\Phi T} = \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 27500^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 2 \text{ Ом} \quad (1.12)$$

– сопротивление КЗ тягового трансформатора в соответствии с формулой (1.1);

$$Z_{\Phi C} = \frac{U_H^2}{S_C} = \frac{27500^2}{1000 \cdot 10^6} = 0,775 \text{ Ом} \quad (1.13)$$

– сопротивление КЗ СВЭ в соответствии с формулой (1.1).

Итак, получено сопротивление подстанции (1.10) для расчета двухфазного тока КЗ тяговой сети с представлением тягового трансформатора по схеме замещения Y/Δ .

2. Расчеты трансформатора со схемой Y/Y

Если же представить схему замещения трансформатора со схемой Y/Y (рисунок 1.3), то сопротивление подстанции для расчета двухфазного тока КЗ равно

$$Z_{\Pi} = 2 \cdot Z_{\Phi Y}, \quad (1.14)$$

В симметричной системе фазное напряжение холостого хода в схеме замещения трансформатора Y/Y $E_{\Phi A} = E_{\Phi B} = E_{\Phi C} = E_A / \sqrt{3}$. Учитывая, что сопротивление фазы трансформатора в схеме замещения Y/Y будет в три раза меньше, чем в схеме Y/Δ [8], то есть

$$Z_{\Phi Y} = \frac{1}{3} \cdot Z_{\Phi\Delta}, \quad (1.15)$$

то получается, что сопротивления подстанции при двухфазных КЗ в тяговой сети при схемах соединения трансформатора Y/Δ и Y/Y по формулам (1.10) и (1.14) с учетом (1.15) – одинаковые. Это значит, что при любой схеме

замещения трансформатора (Y/Δ или Y/Y) формулы для определения двухфазных токов КЗ будут одинаковыми, несмотря на различие фазных сопротивлений.

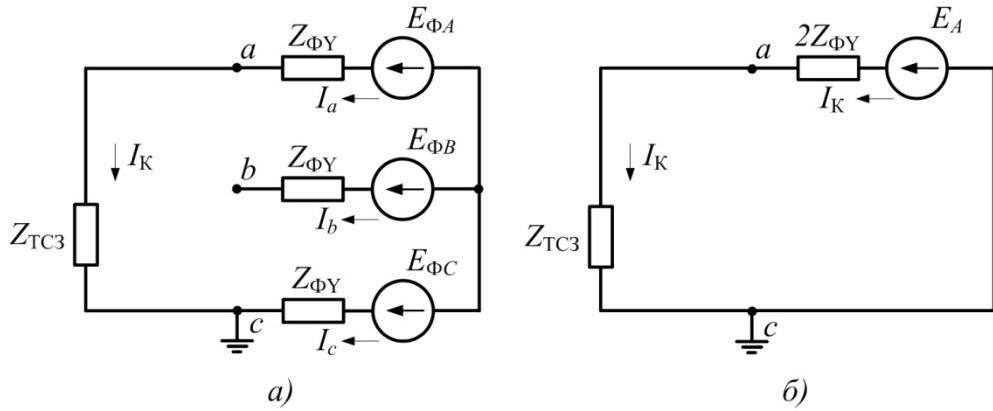


Рисунок 1.3 – Схема замещения тяговой подстанции при двухфазном КЗ с трансформатором со схемой Y/Y (а) и расчетная схема (б)

Если в формулу (1.11) ввести заводской допуск $\pm\alpha$ на величину напряжения КЗ тягового трансформатора и число n параллельно включенных в работу трансформаторов, то получится формула для сопротивления ТП, приведенная в нормативных документах [2; 3]:

$$Z_{\Pi} = 2 \cdot \left[\frac{u_K \cdot (1 \pm \alpha) \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H \cdot n} + \frac{U_H^2}{S_C} \right] = 2 \cdot (Z_{\Phi T} + Z_{\Phi C}) = \\ = 2 \cdot (2 + 0,775) = 5,51 \text{ Ом.} \quad (1.16)$$

Ток КЗ на выводах подстанции без учета переходного сопротивления в месте повреждения:

$$I_K = \frac{U_H}{Z_{\Pi}} = \frac{U_H}{2 \cdot (Z_{\Phi T} + Z_{\Phi C})} = \frac{27500}{5,51} = 5000 \text{ А} = 5 \text{ кА.} \quad (1.17)$$

С учетом сопротивления контактной сети $Z_{TC} = 1$ Ом и переходного сопротивления в месте КЗ $Z_3 = 0,4$ Ом формула для расчета тока КЗ будет выглядеть так:

$$\begin{aligned}
 I_K &= \frac{U_H}{Z_{\Pi} + Z_{TC} + Z_3} = \frac{U_H}{2 \cdot (Z_{\Phi T} + Z_{\Phi C}) + Z_{TC} + Z_3} = \\
 &= \frac{U_H}{2 \cdot (Z_{\Phi T} + Z_{\Phi C}) + Z_{TC3}} = \frac{27500}{2 \cdot (2 + 0,775) + 1 + 0,4} = \\
 &= \frac{27500}{5,51 + 1,4} = \frac{27500}{6,91} = 4000 \text{ A},
 \end{aligned} \quad (1.18)$$

где $Z_{TC3} = Z_{TC} + Z_3$ – сопротивление тяговой сети с учетом переходного сопротивления в месте КЗ, Ом.

Итак, получены формулы для практических расчетов и установлены следующие важные положения:

1. Если сопротивление фазы трансформатора и СВЭ определяют по формулам (1.2) и (1.3) соответственно (без коэффициента 3 в числителе дроби), то по умолчанию для расчета принимается схема соединения обмоток Y/Y и сопротивление подстанции определяется по формуле (1.13) как удвоенное сопротивление фазы.

2. Если сопротивление фазы трансформатора и СВЭ определяют по формулам (1.5) и (1.4) соответственно (с коэффициентом 3 в числителе дроби), то по умолчанию для расчета принимается схема соединения обмоток Y/Δ и сопротивление подстанции определяется по формуле (1.10) как две трети сопротивления фазы. Это особенно важно, когда составляющая сопротивления СВЭ в сопротивлении фазы ТП представлена через эквивалентные сопротивления элементов сети энергосистемы, а не мощностью КЗ.

3. Во всех случаях расчеты, связанные с измерениями реальных токов и напряжений трансформатора Y/Δ (например, расчеты расхода электроэнергии, остаточного ресурса трансформатора и т.д.) нужно проводить по формуле (1.5), то есть с реальным сопротивлением вторичной обмотки «треугольник». При этом целесообразно измерения токов выполнять на первичной обмотке трансформатора.

4. Если нужно проводить расчеты токов КЗ в тяговой сети, то сопротивление подстанции определяется по любой из полученных формул,

например, по (1.16). В указанном случае результат получается одинаковым, так как сопротивление фазы трансформатора в схемах Y/Δ и Y/Y отличаются в три раза. Причем формула (1.16) совпадает с формулой (4.2) в Руководящих указаниях [2].

1.1.2 Расчет токов КЗ при двухсторонней схеме питания тяговой сети

По формуле (1.18) проводят расчеты токов КЗ при одностороннем питании тяговой сети с добавлением сопротивления тяговой сети в знаменатель (без удвоения). Далее рассмотрим особенности расчетов токов КЗ при двухстороннем питании тяговой сети.

При двухстороннем питании электрифицированного участка железной дороги результирующая схема замещения при КЗ приведена на рисунке 1.4. Она соответствует нормативным документам по релейной защите [2; 3]. Здесь сопротивление тяговой сети представлено суммой индуктивно связанных сопротивлений контактной сети и рельсовой цепи, а сопротивление введенной цепи $c1 - c2$ равно нулю. КЗ представлено цепью с сопротивлением Z_{12} . На рисунке 1.4 обозначены: E_{A1} и E_{A2} – эквивалентные ЭДС, равные ЭДС в фазах A вторичных обмоток тяговых трансформаторов первой и второй подстанции, называемые в нормативной документации [2; 3] расчетными напряжениями; $Z_{\Pi1}$ и $Z_{\Pi2}$ – сопротивления первой и второй ТП; Z_{TC1} , Z_{TC2} – сопротивления тяговой сети на первом и втором участках межподстанционной зоны; Z_{12} – сопротивление в месте КЗ; I_{K1} , I_{K2} и I_K – токи КЗ фидеров первой и второй подстанций и в месте КЗ.

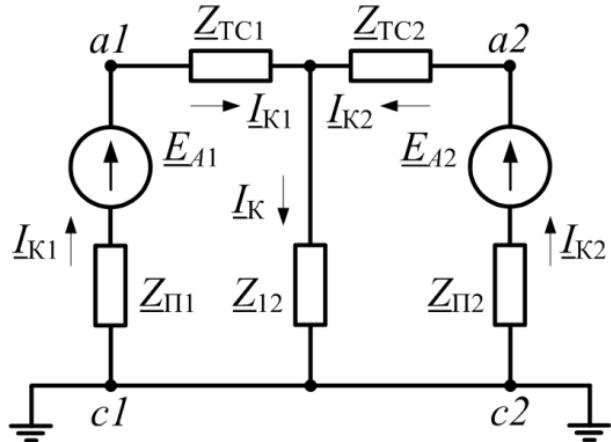


Рисунок 1.4 – Схема замещения режима КЗ электрифицированного участка железной дороги при двухстороннем питании

Для расчета токов КЗ при двухстороннем питании электрифицированного участка составляется система уравнений:

$$\begin{cases} \underline{I}_{K1} + \underline{I}_{K2} - \underline{I}_K = 0 \\ (\underline{Z}_{\pi 1} + \underline{Z}_{TC1}) \cdot \underline{I}_{K1} + \underline{Z}_{12} \cdot \underline{I}_K = \underline{E}_{A1} \\ (\underline{Z}_{\pi 2} + \underline{Z}_{TC2}) \cdot \underline{I}_{K2} + \underline{Z}_{12} \cdot \underline{I}_K = \underline{E}_{A2} \end{cases} \quad (1.19)$$

Запишем систему (1.19) в матричной форме, заменив источники ЭДС соответствующими напряжениями:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 \\ \underline{Z}_1 & 0 & \underline{Z}_{12} \\ 0 & \underline{Z}_2 & \underline{Z}_{12} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{K1} \\ \underline{I}_{K2} \\ \underline{I}_K \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{U}_{A1} \\ \underline{U}_{A2} \end{bmatrix} \quad (1.20)$$

Решая систему уравнений (1.20), получим:

$$I_{K1} = \frac{(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_2) \cdot \underline{U}_{A1} - \underline{Z}_{12} \cdot \underline{U}_{A2}}{(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) \cdot \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}, \quad (1.21)$$

$$I_{K2} = \frac{(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_1) \cdot \underline{U}_{A2} - \underline{Z}_{12} \cdot \underline{U}_{A1}}{(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) \cdot \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}, \quad (1.22)$$

$$I_K = \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{U}_{A1} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{U}_{A2}}{(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) \cdot \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}. \quad (1.23)$$

Обычно такой расчет токов КЗ требуется выполнять, как при проектировании, так и в эксплуатации. Как указано, в тяговой сети рассматривается сумма сопротивлений контактной сети и рельсов, а сопротивление цепи $c1 - c2$ – нулевое. Если нет необходимости отдельно

рассматривать электромагнитные процессы в рельсовой цепи, то для расчета токов КЗ объединение контактной сети с рельсами вполне оправдано.

1.1.3 Расчеты токов КЗ с использованием метода симметричных составляющих

Известно, что для расчетов несимметричных режимов в большинстве случаев применяют метод симметричных составляющих [29; 30]. Используя указанный метод, докажем справедливость формулы (1.1). Для простоты ограничимся рассмотрением одного трансформатора, то есть рассмотрением формулы (1.10).

При одноплечей нагрузке (при КЗ на одной фазе (на одном плече) при отсутствии нагрузки на других фазах) из [31]:

$$\underline{I}_{\text{пр}} = \underline{I}_{\text{обр}}, \quad (1.24)$$

где $\underline{I}_{\text{пр}}$ и $\underline{I}_{\text{обр}}$ – токи прямой и обратной последовательности трансформатора соответственно.

Здесь

$$\underline{I}_{\text{пр}} = \underline{I}_{\text{обр}} = \frac{1}{3} \cdot \underline{I}_K, \quad (1.25)$$

где \underline{I}_K – ток плеча, то есть ток КЗ.

Тогда при равных сопротивлениях прямой и обратной последовательности трансформатора $Z_{\text{пр}} = Z_{\text{обр}}$ равны падения напряжения прямой и обратной последовательности:

$$\Delta \underline{U}_{\text{пр}} = \Delta \underline{U}_{\text{обр}}, \quad (1.26)$$

где

$$\Delta \underline{U}_{\text{пр}} = \underline{I}_{\text{пр}} \cdot \underline{Z}_{\text{пр}}, \quad (1.27)$$

$$\Delta \underline{U}_{\text{обр}} = \underline{I}_{\text{обр}} \cdot \underline{Z}_{\text{обр}}. \quad (1.28)$$

Реальное падение напряжения, например, на фазе a равно:

$$\Delta \underline{U}_a = \Delta \underline{U}_{a\text{пр}} + \Delta \underline{U}_{a\text{обр}}, \quad (1.29)$$

где $\Delta U_{\text{апр}}$, $\Delta U_{\text{обр}}$ – падения напряжения прямой и обратной последовательности фазы a .

Из (1.25)

$$\Delta \underline{U}_a = I_{\text{пр}} \cdot \underline{Z}_{\text{пр}} + I_{\text{обр}} \cdot \underline{Z}_{\text{обр}} = \frac{I_K}{3} \cdot (\underline{Z}_{\text{пр}} + \underline{Z}_{\text{обр}}) \quad (1.30)$$

и при $\underline{Z}_{\text{пр}} = \underline{Z}_{\text{обр}}$

$$\Delta \underline{U}_a = \frac{2}{3} \cdot I_K \cdot \underline{Z}_{\text{пр}} \quad (1.31)$$

Сопротивление $\underline{Z}_{\text{пр}}$ равно сопротивлению фазы трансформатора $\underline{Z}_{\Phi\Pi}$.

Таким образом, из (1.31) получим:

$$\underline{Z}_{\Pi} = \frac{2}{3} \cdot \underline{Z}_{\Phi\Pi}, \quad (1.32)$$

что соответствует формуле (1.10).

1.2 Обоснование однофазной схемы замещения для расчета токов КЗ в тяговой сети переменного тока

В работах [7; 130; 131] предлагается перспективный метод расчета несимметричного режима в тяговом электроснабжении – метод фазных координат, в котором авторами выполнено моделирование линий электропередачи и трансформаторов с учетом взаимоиндуктивных и емкостных связей, с любым соединением проводов линий электропередачи и обмоток трансформаторов.

В схемах замещения [7; 32], выполненных по однофазной схеме, разделены контактная и рельсовая цепи, что позволяет подробно рассмотреть электромагнитные процессы в рельсовой цепи.

Однако, во всех указанных методах расчета тока КЗ в тяговой сети при двухстороннем питании, нет обоснования возможности применения однофазной схемы замещения в расчетах двухфазных КЗ в тяговой сети при трехфазных схемах питания СТЭ. В настоящей работе делается попытка обосновать правомерность применения однофазной схемы замещения.

Для расчетов в общем случае питания СТЭ будем рассматривать упрощенную систему 25 кВ с двухсторонним питанием межподстанционной зоны и питанием трехфазной ВЛ-110 кВ от двух районных подстанций РП1 и РП2.

Выше дано обоснование однофазной схемы замещения для схемы одностороннего питания тяговой сети и доказана возможность при расчете токов КЗ в схеме замещения с односторонним питанием ТП заменять трехфазную симметричную СВЭ 110(220) кВ и трехфазный тяговый трансформатор подстанции однофазной сетью. Покажем, что в общем случае питания СТЭ (рисунок 1.5) также возможно заменять трехфазную систему электроснабжения однофазной схемой для расчета двухфазных КЗ в тяговой сети.

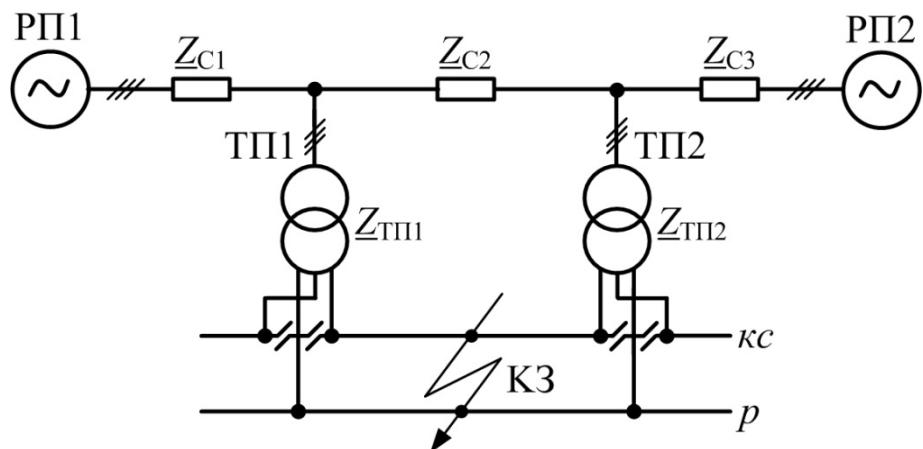


Рисунок 1.5 – Схема для общего случая питания системы тягового электроснабжения

Схему на рисунке 1.5 для обоснования однофазной схемы замещения будем рассматривать последовательно в трех вариантах:

- вариант 1: питание от РП1 только одной подстанции ТП1 (ТП2 и РП2 – отключены);
- вариант 2: питание от РП1 двух подстанций (РП2 – отключена);
- вариант 3: питание от РП1 и РП2 двух ТП по рисунку 1.5.

К сожалению, как уже отмечалось, во многих работах при определении сопротивления фазы трансформатора не указывается, при каком соединении схемы трансформатора произведен расчет: при схеме Y/Y или Y/Δ, тогда как результаты могут отличаться в три раза. Например, для широко применяемого в СТЭ трансформатора мощностью 40 МВ·А с соединением обмоток по схеме Y/Δ сопротивление фазы на стороне 27,5 кВ составляет 6 Ом. Если же у этого трансформатора представить соединение обмоток по схеме Y/Y, то сопротивление фазы на этом же напряжении составит 2 Ом. Поэтому далее в расчетах будем указывать сопротивление с верхним индексом: \underline{Z}^Y – сопротивление фазы при соединении обмоток трансформатора Y/Y, \underline{Z}^Δ – при соединении Y/Δ.

Формулу (1.1), расчет по которой ведется для трансформатора Y/Δ, но, как обычно, с представлением схемы соединения Y/Y, можно представить в виде:

$$\underline{Z}_{\Pi}^Y \approx \underline{X}_{\Pi}^Y = 2 \cdot (\underline{Z}_C^Y + \underline{Z}_T^Y) = 2 \cdot \underline{Z}_{CT}^Y \quad (1.33)$$

где \underline{Z}_C^Y – сопротивление фазы СВЭ;

\underline{Z}_T^Y – сопротивление фазы трансформаторов подстанции.

\underline{Z}_{CT}^Y – сопротивление фазы подстанции (трансформатор + СВЭ).

Здесь все сопротивления рассчитываются по ГОСТ [13] по исходным данным напряжения КЗ трансформатора и мощности трехфазного КЗ на вводе в подстанцию, то есть по умолчанию для схемы Y/Y. Сопротивления трансформатора и СВЭ определяются по формулам (1.3) и (1.2) соответственно. Если параметры энергосистемы заданы через сопротивление \underline{X}_C при напряжении U_h , то выполняется пересчет в мощность трехфазного КЗ (S_C) [2; 3].

1.2.1 Схема замещения при одностороннем питании ТП

В этом случае из рисунка 1.5 выделяем для расчета следующие элементы: линию 110 кВ с сопротивлением \underline{Z}_{C1} и один тяговый

трансформатор ТП1, у которого покажем сопротивления первичной Z_{T1} и вторичной Z_{T2} обмоток (рисунок 1.6). Для расчетов принимаем коэффициент трансформации тягового трансформатора равным 1, то есть рассматриваем приведенный трансформатор. Как уже отмечалось, известно, что в трехфазных трансформаторах при отсутствии токов нулевой последовательности и при равных токах и равных числах витков в фазах первичной и вторичной обмоток сопротивления из первичной обмотки Z_C и Z_{T1} в соответствии с формулой (1.33) можно перенести во вторичную обмотку. Тогда сопротивление фазы вторичной обмотки тягового трансформатора будет равно (рисунок 1.7):

$$Z_{CT} = Z_C + Z_{T1} + Z_{T2} = Z_C + Z_T, \quad (1.34)$$

где $Z_T = Z_{T1} + Z_{T2}$ – сопротивление КЗ тягового трансформатора.

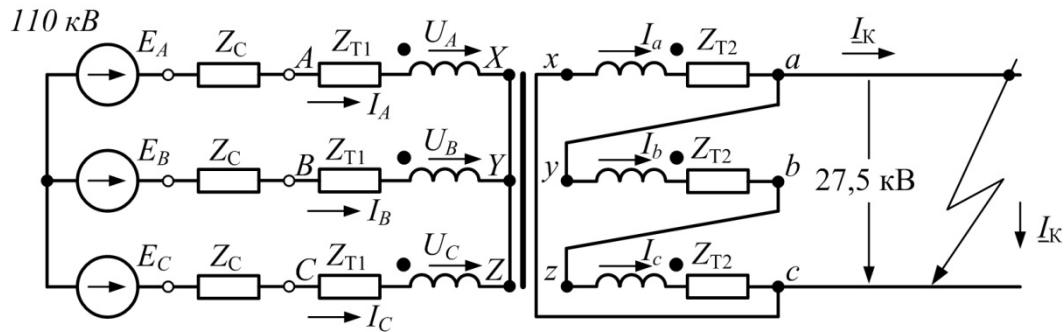


Рисунок 1.6 – Схема электроснабжения подстанции ТП1

Поскольку все сопротивления из первичной обмотки перенесены во вторичную и сопротивления в первичной цепи стали равны нулю, то в первичной цепи отсутствуют падения напряжений в каждой фазе. Следовательно, можно перенести во вторичную обмотку и приведенные источники ЭДС питающей сети E_A , E_B и E_C (рисунок 1.7).

Выше показано (рисунок 1.2, б, в), как схема замещения на рисунке 1.7 поэтапно преобразовывается из трехфазной в однофазную схему для расчета тока КЗ I_K в тяговой сети.

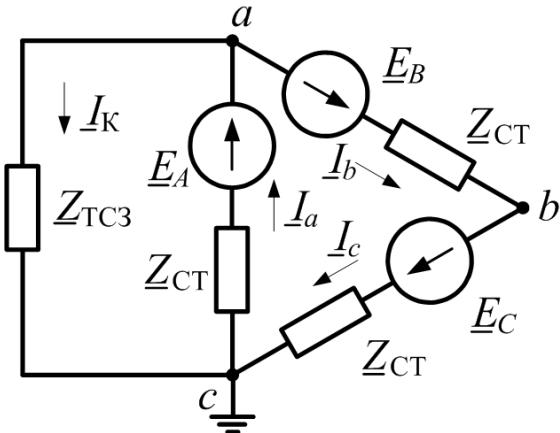


Рисунок 1.7 – Трехфазная схема замещения для расчета тока КЗ

Как видно из рисунка 1.7, ток двухфазного КЗ \underline{I}_K при симметричной трехфазной системе распределяется в фазах обмотки «треугольник» следующим образом: ток в фазе a равен $(2/3) \cdot \underline{I}_K$, а в фазах b и c – $(1/3) \cdot \underline{I}_K$.

В результате для тока \underline{I}_K получено, что эквивалентное сопротивление подстанции с однофазным трансформатором равно

$$\underline{Z}_{\Pi}^{\Delta} = \frac{2}{3} \cdot \underline{Z}_{CT}^{\Delta} \quad (1.35)$$

и ток КЗ можно рассчитывать по однофазной сети (рисунок 1.8).

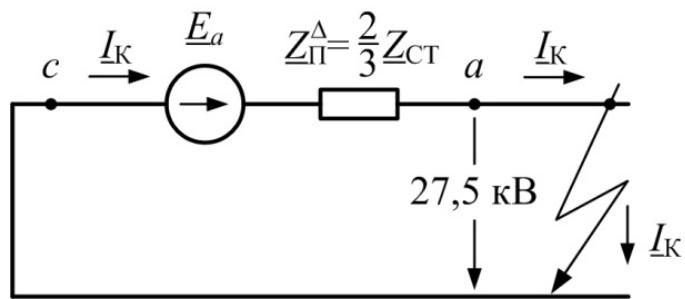


Рисунок 1.8 – Однофазная схема замещения системы электроснабжения для расчета токов КЗ в тяговой сети.

Особенностью схемы Y/Δ с напряжениями 110/27,5 кВ является то, что в ней имеются два коэффициента трансформации: коэффициент трансформации линейных напряжений $n_T = 4$ и коэффициент трансформации фазных напряжений $n_\Phi = 2,309$. Приведенные значения отличаются в $\sqrt{3}$, и

поэтому сопротивление фазы трансформатора с соединением обмоток по схеме Y/Δ будет отличаться от сопротивления фазы с соединением Y/Y в 3 раза [8]:

$$\underline{Z}_T^\Delta = 3 \cdot \underline{Z}_T^Y \quad (1.36)$$

В три раза будет отличаться и сопротивление фазы сети внешнего электроснабжения

$$\underline{Z}_C^\Delta = 3 \cdot \underline{Z}_C^Y \quad (1.37)$$

Сравнение формул (1.33) с (1.36) и (1.37) показывает, что

$$3 \cdot \underline{Z}_{CT}^Y = \underline{Z}_{CT}^\Delta \quad (1.38)$$

Представим формулу (1.38) в (1.35)

$$\underline{Z}_P = \frac{2}{3} \cdot \underline{Z}_{CT}^\Delta = \frac{2 \cdot 3 \cdot \underline{Z}_{CT}^Y}{3} = 2 \cdot \underline{Z}_{CT}^Y \quad (1.39)$$

где \underline{Z}_{CT}^Y определяется в (1.33).

Итак, показано, что в случае одностороннего питания ТП с трансформатором Y/Δ при распределении тока во всех трех фазах обмотки «треугольник» сопротивление подстанции для расчета токов КЗ в тяговой сети определяется по формуле (1.35), аналогичной формуле (1.10), полученной выше в результате преобразования трехфазной схемы замещения в однофазную. Если схему трансформатора представить в соединении Y/Y то сопротивление подстанции определяется по формуле (1.39), аналогичной формуле (1.14).

Таким образом, исследование схемы электроснабжения ТП при ее одностороннем питании позволило удостовериться в справедливости замены трехфазной сети на однофазную сеть для расчета двухфазного КЗ в тяговой сети.

1.2.2 Схема при двустороннем питании межподстанционной зоны тяговой сети

1. В случае питания от одной районной подстанции РП1.

Из рисунка 1.5 для расчетов выделяем две ТП с питанием от одной районной подстанции РП1 (считаем, что РП2 отключена).

На рисунке 1.5 ток КЗ I_K в тяговой сети распределяется между подстанциями ТП1 и ТП2. Ток КЗ, приходящий к подстанции ТП2, по аналогии с током КЗ, приходящий к подстанции ТП1, распределяется по фазам обмотки «треугольник» ТП2 также $(1/3) \cdot I_K$ и $(2/3) \cdot I_K$. Более того, он распределяется таким же образом и по фазам первичной обмотки и по фазам питающей линии Z_{C2} . Соотношение всех фазных и линейных напряжений на первичных обмотках трансформаторов на обеих подстанциях будет одно и то же. Эти напряжения будут подобны. Возникающая несимметрия напряжений от тока I_K на обеих подстанциях будет одинаковой.

Следовательно, и для подстанции ТП2 (по аналогии с ТП1) ток КЗ можно рассчитывать по однофазной сети.

2. В случае питания от двух районных подстанций.

В этом случае (рисунок 1.5) можно, например, эквивалентировать сети СВЭ с переходом на питание от одной районной подстанции, например, РП1, и тогда по аналогии с предыдущим случаем также можно утверждать о возможности в схеме замещения для расчета токов КЗ заменить трехфазную симметричную сеть однофазной сетью.

Итак, на основании проведенного анализа делаем вывод о возможности представления в однолинейном исполнении схемы замещения для расчетов токов КЗ в тяговых сетях.

Уточним целесообразность применения формулы (1.39). Ее можно применять в простых схемах электроснабжения, когда ТП питаются по линиям непосредственно от источника питания, на что ориентированы нормативные документы [2; 3]. Однако реально СВЭ более сложная, и поэтому в этом случае целесообразно применять формулу (1.35) с расчетами сопротивлений элементов энергосистемы и без расчетов мощности КЗ.

Как указано в [14], даже при соотношении токов КЗ в фазах трансформатора, как 1/3 к 2/3, имеет место искажение симметрии линейных

напряжений, что приводит к погрешности расчета токов КЗ. Следовательно, в дальнейшем следует расчет токов КЗ уточнять с учетом несимметрии напряжения.

1.2.3 Обоснование с помощью теории эквивалентного генератора

Справедливость замены трехфазной сети в рассматриваемой задаче на однофазную сеть для расчета двухфазного КЗ в тяговой сети может быть доказана также с помощью теории эквивалентного генератора. При двухфазном КЗ в тяговой сети независимо от того, как представлять вторичную обмотку тягового трансформатора – соединенной треугольником или звездой, тяговый трансформатор, получающий питание от трехфазной СВЭ может быть представлен по отношению к тяговой сети эквивалентным однофазным генератором. Параметры этого эквивалентного генератора определяются из режима холостого хода и КЗ. В частности, ЭДС равна номинальному напряжению U_n на выводах тягового трансформатора, то есть напряжению на выводах трансформатора в режиме холостого хода. Внутреннее сопротивление эквивалентного генератора, равное сопротивлению подстанции Z_n , определяется по формуле (1.39).

Если учесть (1.36) и (1.37), то внутренне сопротивление эквивалентного генератора в соответствии (1.39) получается одинаковым независимо от принятой схемы соединения обмоток трансформатора. Таким образом, если ТП представить по отношению к тяговой сети однофазным эквивалентным генератором, то ток КЗ в тяговой сети будет один и тот же независимо от схемы соединения тяговой обмотки.

Итак, доказана возможность замещения симметричной трехфазной сети для расчета двухфазных токов КЗ в тяговой сети переменного тока однофазной сетью. Указанное много десятилетий успешно применяется в расчетах [2; 3]. Отметим, что потери мощности в питающих линиях будут одни и те же, независимо от того, как рассчитывали: по трехфазной схеме с

трансформатором Y/Δ или по трехфазной схеме с трансформатором Y/Y или по однофазной схеме замещения, что указывает на ошибочность расчетов потерь в [19]. Расчеты также показывают, что мощность, развиваемая однофазным эквивалентным генератором при КЗ, точно такая же, как и мощность, генерируемая трехфазной СВЭ.

1.3 Анализ расчета токов КЗ при заданных параметрах энергосистемы

Расчеты токов КЗ выполняются для различных целей, и в частности, для выбора уставок релейной защиты, оценки возможного действия средств релейной защиты, анализа аварийных процессов в электроустановках [34]. Требуемая точность расчетов во многом определяет характер тех или иных допущений, упрощающих эти расчеты, и выбор методов решения поставленной задачи. Очевидно, с увеличением необходимой точности расчетов усложняются математические модели [35,36]. В [37] показано, что расчеты токов КЗ при проектировании ТП, как правило, выполняют по данным мощности КЗ на шинах питающего напряжения 110(220) кВ, полученных от энергосистемы, так как к моменту расчетов обычно отсутствует прилегающая схема внешнего электроснабжения и набор исходных данных ограничен. Кроме того, предоставляемые энергосистемой значения мощности КЗ получены для симметричной системы с несимметричным КЗ на каждой из подстанций. Так, при КЗ в тяговой сети при ее двухстороннем питании формируются две несимметрии на ВЛ-110(220)кВ в районе ТП. Всё это указывает на сложность расчетов токов КЗ в тяговой сети и объясняет необходимость ввода ряда допущений в нормативный метод расчета [2; 3].

В отраслевых нормативных документах по расчету токов КЗ в тяговой сети, в которых эквивалентное сопротивление СВЭ определяется по мощности КЗ на вводах 110(220) кВ ТП, приняты следующие допущения [2; 3]:

1. Сопротивление ТП при двухфазном КЗ в тяговой сети представлено суммой сопротивлений СВЭ и трансформатора. При этом СВЭ представлена симметричной трехфазной системой прямой последовательности.

2. При расчете сопротивления по мощности КЗ на вводах подстанции предложено использовать базовое напряжение энергосистемы, которое принимается приведенным к напряжению тяговой обмотки – 27,5 кВ (см. Пример 4.1 в [2]). При расчете сопротивления ТП предложено напряжение на ее шинах принимать: 27,2 кВ – для минимального режима энергосистемы; 27,5 кВ – для среднего и максимального режима энергосистемы. При расчете токов КЗ не учитывается тяговая нагрузка, транзитная нагрузка по продольной ВЛ-110(220) кВ и т.д.

Метод расчетов с использованием мощности КЗ на шинах питающего напряжения подстанции для эквивалентирования сопротивлением СВЭ, в частности, широко применяется в промышленных электрических сетях.

Однако в СТЭ подобное эквивалентирование сети внешнего электроснабжения имеет существенные особенности. При представлении энергосистемы сопротивлениями на вводах 110(220) кВ, вводимыми в схему замещения межподстанционной зоны [2; 3], игнорируется электрическая связь между двумя смежными подстанциями, к которым подключена тяговая сеть, то есть не учитывается взаимное сопротивление их по линиям 110(220) кВ. В результате изменяется токораспределение в тяговой сети, подключенной к этим подстанциям, и определяется существенная методическая погрешность в расчетах токов КЗ питающих линий контактной сети, которая увеличивается с уменьшением мощности КЗ на шинах питающего напряжения 110(220) кВ тяговых подстанций [38]. На погрешности расчетов токов КЗ в СТЭ по причине упрощенного представления СВЭ было указано раньше рядом авторов [39; 40; 41].

Следует указать, что расчет токов КЗ в СТЭ с учетом реальной схемы СВЭ рассмотрен в [42-46], при этом в расчетах [42; 43] введены продольная и поперечная несимметрия тяговой сети.

1.3.1 Влияние упрощенного представления энергосистемы на схему замещения

На примере реальной схемы СВЭ покажем влияние упрощенного представления энергосистемы на схему замещения, а, следовательно, и на вид матрицы сопротивлений.

Будем рассматривать двухцепную линию 110 кВ, питающую двухпутный участок, электрифицированный на переменном токе напряжением 27,5 кВ (рисунок 1.9). Кроме того, межподстанционную зону выберем с малыми значениями мощности КЗ на шинах 110(220) кВ ТП (около 500 МВ·А), так как погрешность возрастает при снижении мощности КЗ.

Как правило, для расчета токов КЗ на ТП сети СВЭ эквивалентируют с представлением схемы замещения на рисунке 1.10,*a*. Для подстанций 2 и 3 (рисунок 1.9) сопротивления ветвей схемы, приведенные к напряжению 27,5 кВ следующие $\underline{Z}_1 = (0,7 + j1,78)/2$, $\underline{Z}_2 = 0,6 + j1,1$ Ом, $\underline{Z}_3 = 1 + j2,7$ Ом и $\underline{Z}_4 = 0,5 + j1,265$ Ом. Данная схема преобразуется в схему замещения на рисунке 1.10,*b* с сопротивлениями $\underline{Z}_5 = 0,643 + j1,479$ Ом, $\underline{Z}_6 = 0,144 + j0,276$ Ом и $\underline{Z}_7 = 0,237 + j0,674$ Ом. Таким образом, в схеме замещения на рисунке 1.10,*b* собственными сопротивлениями узлов 2 и 3 (без учета тяговой сети) будут сопротивления $\underline{Z}_{22} = \underline{Z}_5 + \underline{Z}_6$ и $\underline{Z}_{33} = \underline{Z}_5 + \underline{Z}_7$, а взаимное сопротивление – $\underline{Z}_{23}(\underline{Z}_{32}) = \underline{Z}_5$. Укажем, что взаимное сопротивление $\underline{Z}_{23}(\underline{Z}_{32})$ отражает электрическую связь по линиям 110(220) кВ между ТП.

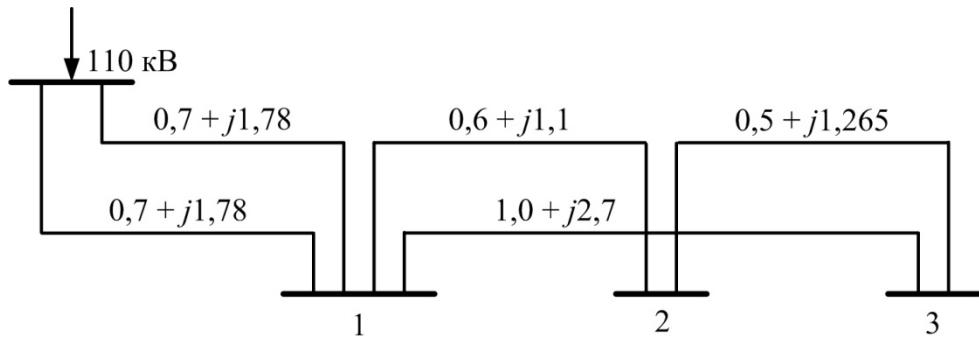


Рисунок 1.9 – Схема внешнего электроснабжения ТП

Матрица узловых сопротивлений, в итоге, принимает следующий вид:

$$\underline{Z}_{2-3} = \begin{vmatrix} 0,263 + j0,587 & 0,214 + j0,495 \\ 0,214 + j0,495 & 0,294 + j0,719 \end{vmatrix}, \quad (1.40)$$

где элементы по главной диагонали являются собственными сопротивлениями узлов 2 и 3, а остальные элементы – взаимным сопротивлением между данными узлами [47].

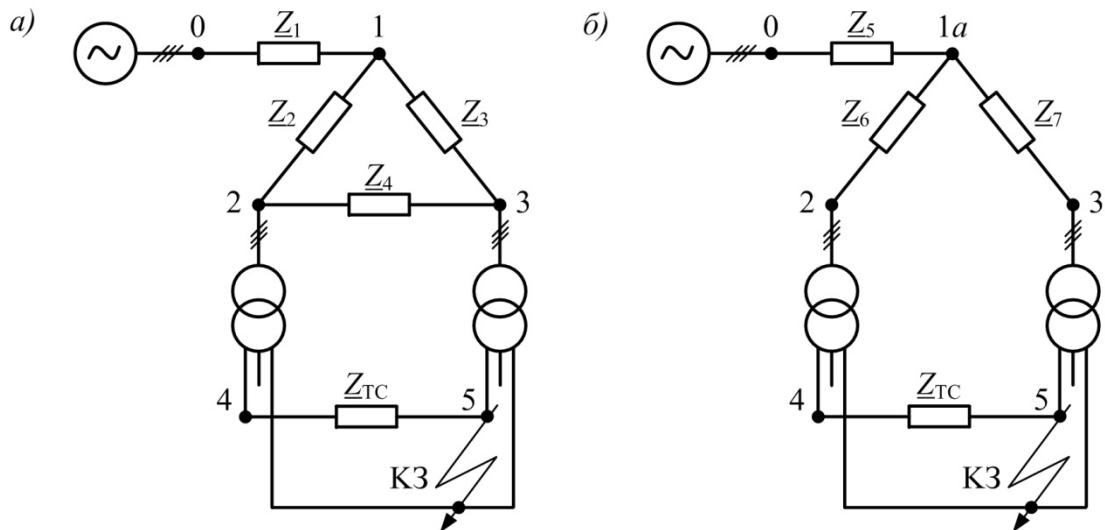


Рисунок 1.10 – Схемы замещения при совместном расчете СВЭ и СТЭ

Теперь разберём схему замещения в нормативном методе расчета, когда СВЭ представлена только собственными сопротивлениями \underline{Z}_{22} и \underline{Z}_{33} (рисунок 1.11), полученнымными по мощности КЗ на вводах питающего напряжения 110(220) кВ подстанций. В этом случае для той же схемы СВЭ (рисунок 1.9) матрица сопротивлений узлов 2 и 3 подстанций,

соответствующая схеме на рисунке 1.11, будет представлена в виде диагональной и запишется следующим образом:

$$\underline{Z}'_{2-3} = \begin{vmatrix} 0,263 + j0,587 & 0 \\ 0 & 0,294 + j0,719 \end{vmatrix}. \quad (1.41)$$

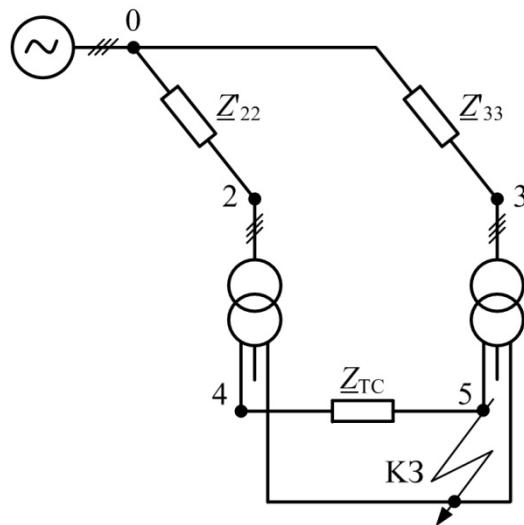


Рисунок 1.11 – Схема замещения с СВЭ, представленной только собственными сопротивлениями

Здесь \underline{Z}'_{22} и \underline{Z}'_{33} собственные сопротивления узлов 2 и 3 подстанций.

Таким образом, матрица (1.41) будет содержать только входные сопротивления подстанций, соответствующие собственным сопротивлениям матрицы (1.40), расположенным на главной ее диагонали, а связь по линиям 110(220) кВ между подстанциями, то есть взаимные сопротивления между узлами 2 и 3 будут отсутствовать (см. рисунок 1.11).

Такая запись упрощает расчет, но вносит дополнительную погрешность.

1.3.2 Сравнение результатов расчета токов КЗ во всем диапазоне мощностей КЗ на шинах питающего напряжения

Сравнение производилось со значениями токов КЗ, рассчитанных по реальным схемам внешнего электроснабжения с ВЛ-110кВ и с ВЛ-220 кВ.

При приведенном напряжении на шинах районных подстанций - 27,5 кВ сравниваются два варианта:

1. Вариант, где схема внешнего электроснабжения эквивалентируется сопротивлением, рассчитанным по мощности КЗ на шинах ТП.
2. Вариант, где рассматривается схема внешнего электроснабжения представлена в полном объеме, то есть при полной схеме внешнего электроснабжения, питающей ТП.

Для реализации задачи определения токов КЗ для двух схем электроснабжения с ВЛ-110 кВ и с ВЛ-220 кВ и их сравнения выполнен следующий объем расчетов:

- расчет по нормативным документам [2; 3], то есть при представлении энергосистемы сопротивлениями, полученными по заданной мощности КЗ на шинах 110(220) кВ ТП;
- расчет с учетом параметров реальной схемы внешнего электроснабжения. Расчет выполнен вручную, трехфазная система, представленная в фазных координатах, рассматривается в качестве фиктивной схемы прямой последовательности. Впрочем, точно такие же результаты можно получить и по программе совместного расчета систем тягового и внешнего электроснабжения РАСТ-05К [48-50];
- приведены экспериментальные данные токов КЗ в тяговой сети схемы электроснабжения с ВЛ-110 кВ и выполнено их сравнение с полученными результатами расчетов.

Рассматриваются две реальные схемы внешнего электроснабжения: участка С - Ш с ВЛ-110кВ Горьковской железной дороги с 4-мя ТП и участка ВЛ-220 кВ с 14 ТП Восточного региона страны. Расчет выполнен для ближних и дальних ТП от питающей их районной подстанции.

Расчеты реальных схем электроснабжения.

1. Схема электроснабжения участка С – Ш (рисунок 1.12).

Питание участка осуществляется от районной подстанции С с тремя автотрансформаторами АТ-125. Сопротивление прямой последовательности на шинах 110 кВ подстанции С (на схеме РП-1), приведенное к напряжению тяговой сети – $0,04+j0,2$ Ом.

Тяговые подстанции ТП-2 и ТП-4 – опорные, а ТП-1 и ТП-3 – промежуточные.

Длины участков сети ВЛ-110 кВ С – Ш указаны на рисунке 1.12, а характеристики трансформаторов ТП расчетного участка С – III в таблице 1.1.

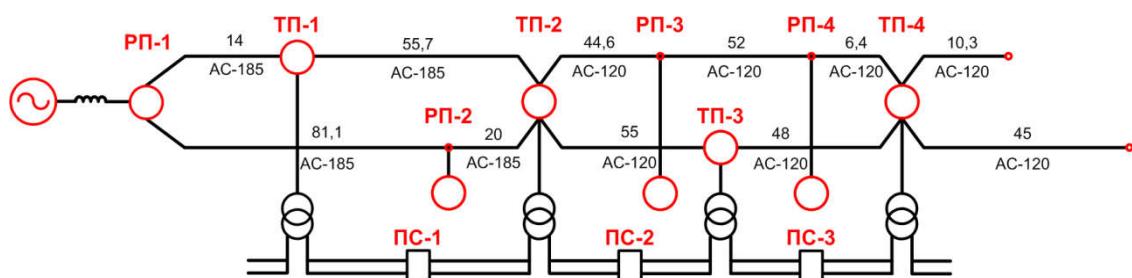


Рисунок 1.12 – Схема участка С – Ш с ВЛ-110кВ Горьковской ж.д. с 4-мя ТП

Таблица 1.1 – Характеристики трансформаторов ТП расчетного участка

Тяговая подстанция	Тип фазировки	Шном, МВА	Uвн, кВ	Мощность КЗ, МВА
ТП-1	2	40	110	1324
ТП-2	3	40	110	566
ТП-3	3	40	110	367
ТП-4	2	40	110	272

Тяговая сеть четного и нечетного пути выполнена подвеской ПБСМ-95 + МФ-100, на схеме указаны ПС, выполненные на разъединителях. В расчетах принимаем сопротивления AC-120 – $0,244 + j0,427$ Ом/км и AC-185 – $0,159 + j0,413$ Ом/км.

1.1. Расчеты токов КЗ в тяговой сети между ТП-1 – ТП-2 и ТП-3 – ТП-4 по рисунку 1.12.

- КЗ в межподстанционной зоне ТП-1 – ТП-2.

Схема замещения рассматриваемого участка энергосистемы при КЗ в межподстанционной зоне ТП-1 – ТП-2 была преобразована к виду на рисунке 1.13. Сопротивления ветвей схемы, приведенные к тяговому напряжению, получили значения $\underline{Z}_1 = 0,04 + j0,2 \text{ Ом}$, $\underline{Z}_2 = 0,139 + j0,361 \text{ Ом}$, $\underline{Z}_3 = 1,0 + j2,61 \text{ Ом}$ и $\underline{Z}_4 = 0,554 + j1,438 \text{ Ом}$.

Сопротивления обеих подстанций $\underline{Z}_{\text{TP1}} = \underline{Z}_{\text{TP2}} = 0,1 + j2,0 \text{ Ом}$. Значение сопротивления тяговой сети межподстанционной зоны ТП-1 – ТП-2 равно $\underline{Z}_{\text{TC}} = 5,886 + j15,533 \text{ Ом}$.

Полученные по программе РАСТ-05К значения токов КЗ в тяговой сети к ТП-1 и к ТП-2 (по сопротивлению $\underline{Z}_{\text{TC}}$, рисунок 1.13) представлены в таблице 1.2.

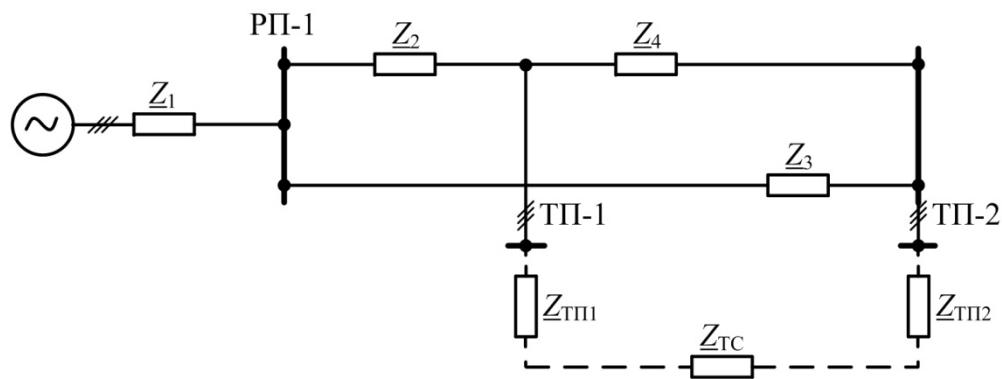


Рисунок 1.13 – Схема замещения участка ТП-1 – ТП-2 с ВЛ-110 кВ

Далее расчет КЗ выполним по схеме замещения, когда СВЭ эквивалентируется сопротивлениями, определяемыми мощностью КЗ на шинах питающего напряжения 110 кВ ТП, то есть когда не учитывается реальная связь между смежными подстанциями по сети 110 кВ. Для повышения точности результатов сравнения мощность КЗ на шинах 110 кВ ТП определим по рассчитанным сопротивлениям на рисунке 1.13, по которой, в итоге, будут найдены собственные сопротивления ТП (при отключенной тяговой сети). В результате получены собственные сопротивления на шинах 110 кВ ТП-1 и ТП-2 соответственно: $0,168 + j0,532 \text{ Ом}$ и $0,45 + j1,265 \text{ Ом}$ (приведены к напряжению 27,5 кВ).

Результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 1.2.

- КЗ в межподстанционной зоне ТП-3 – ТП-4.

По исходным данным получены сопротивления для схемы на рисунке 1.14, приведенные к напряжению 27,5 кВ: $Z_1 = 0,45 + j1,265$ Ом, $Z_2 = 0,839 + j1,468$ Ом, $Z_3 = 1,57 + j2,75$ Ом и $Z_4 = 0,73 + j1,28$ Ом.

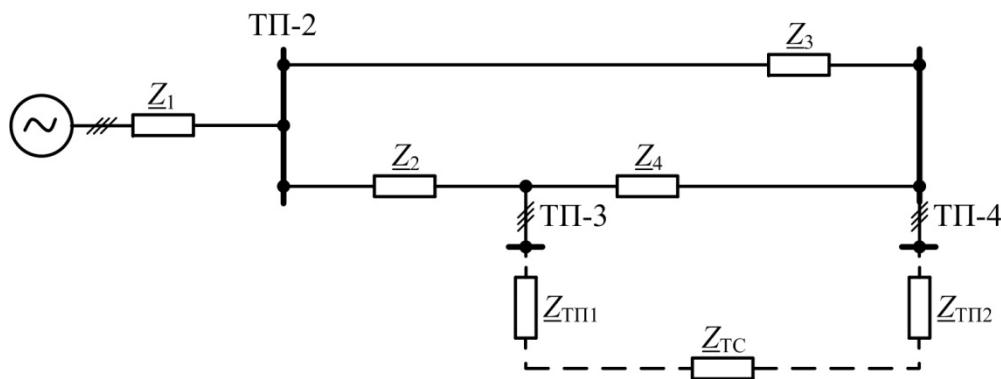


Рисунок 1.14 – Схема замещения участка ТП-3 – ТП-4 с ВЛ-110 кВ

Сопротивления подстанций $Z_{\text{TP}1} = Z_{\text{TP}2} = 0,1 + j2,0$ Ом. Значение сопротивления тяговой сети межподстанционной зоны ТП-3 – ТП-4 равно $Z_{\text{TC}} = 4,957 + j13,082$ Ом. Собственные узловые сопротивления на шинах 110 кВ ТП-3 и ТП-4 соответственно: $1,065 + j2,34$ Ом и $1,236 + j2,639$ Ом (приведены к напряжению 27,5 кВ).

Найденные токи КЗ в тяговой сети по Z_{TC} к ТП-3 и к ТП-4 представлены в таблице 1.2.

На рисунке 1.15 показаны зависимости $d_n = f(S_n)$ для участка 110 кВ, где $d1$ и $d2$ полученные методические погрешности при КЗ на ближайшей и удаленной от питающего центра ТП, определяемые от мощности КЗ $S1$ и $S2$ соответственно.

Таблица 1.2 – Полученные значения токов КЗ в тяговой сети и методическая погрешность

Условия расчета	Зона ТП-1 - ТП-2. Токи КЗ в тяговой сети в кА при:		Зона ТП-3 - ТП-4. Токи КЗ в тяговой сети в кА при:	
	КЗ на шинах ТП-1	КЗ на шинах ТП-2	КЗ на шинах ТП-3	КЗ на шинах ТП-4
По полной схеме СВЭ	$1,178e^{+j115,738^\circ}$	$1,215e^{+j114,801^\circ}$	$1,039e^{+j117,683^\circ}$	$1,061e^{+j116,929^\circ}$
По S_{K3}	$1,257e^{+j115,064^\circ}$	$1,288e^{+j114,315^\circ}$	$1,353e^{+j113,848^\circ}$	$1,368e^{+j113,529^\circ}$
Погрешн., %	6,71	6,01	30,22	28,93

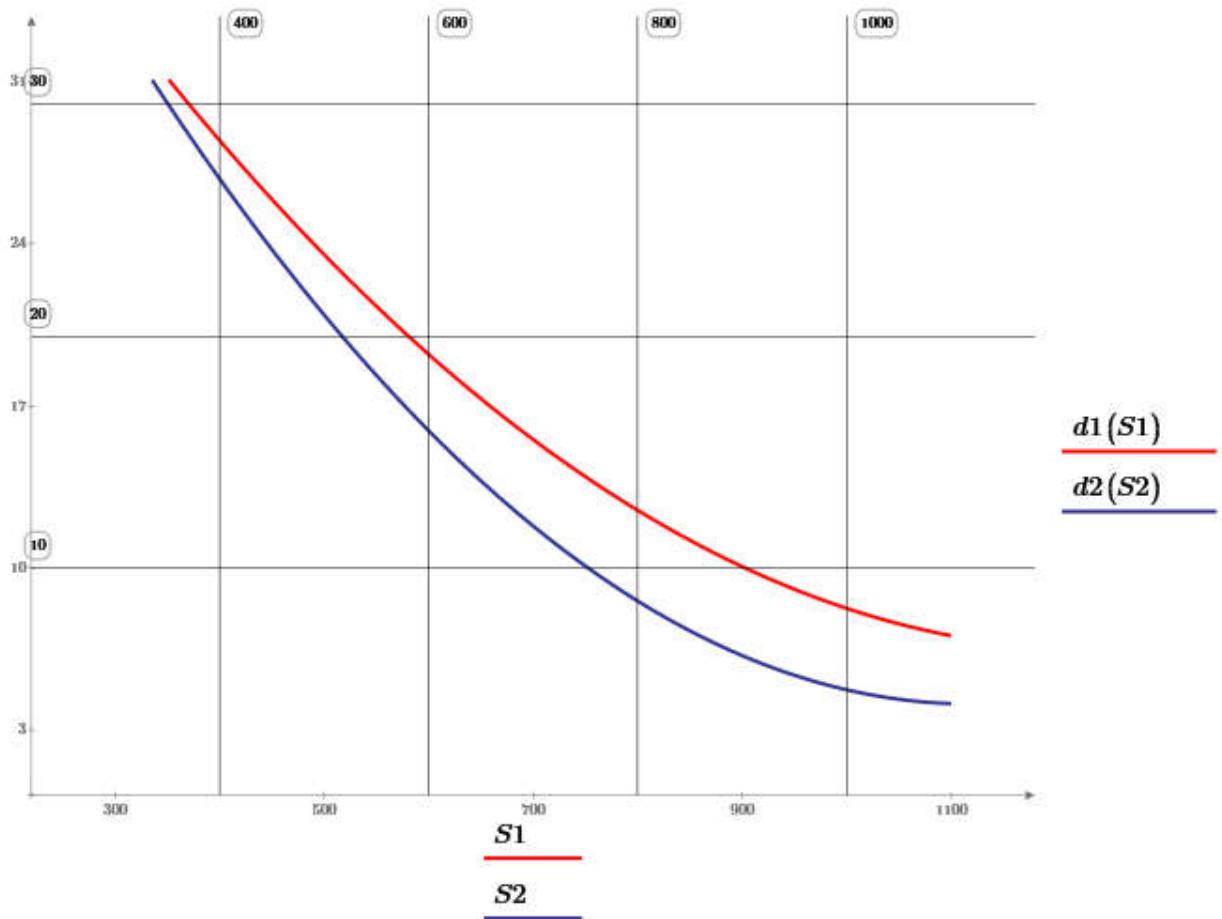


Рисунок 1.15 – Зависимости величины погрешности расчетов токов КЗ в тяговой сети от величины мощности КЗ на шинах питающего напряжения ТП участка 110 кВ

2. Схема электроснабжения участка 220 кВ (рисунок 1.16).

Сеть 220 кВ питает ТП по консольной линии с разделом энергосистем по подстанциям ТП-14 и ТП-15, в связи с чем по межподстанционной зоне

ТП-13 – ТП-14 организовано встречно-консольное питание межподстанционной зоны. Такой же раздел выполнен в зоне ТП-11 – ТП-13.

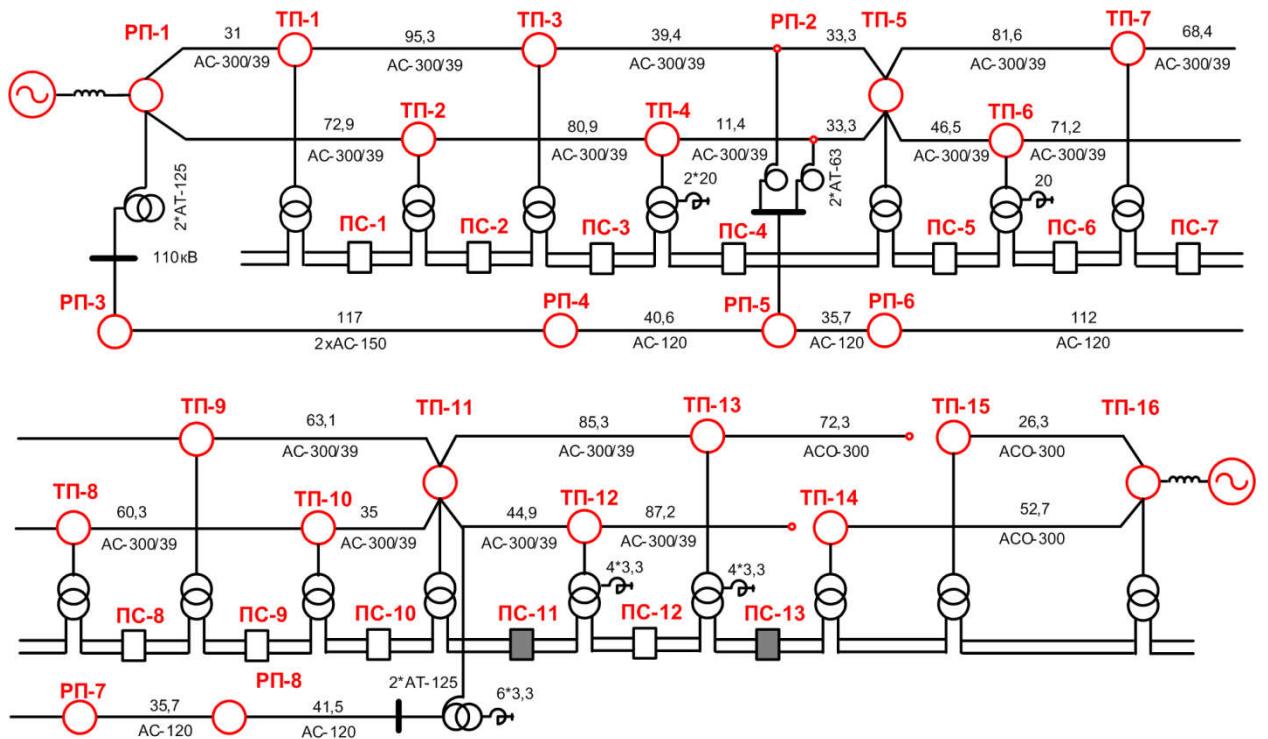


Рисунок 1.16 – Схема участка с ВЛ-220 кВ с 14 ТП Восточного региона страны

Энергосистема за пределами рассматриваемой части учтена эквивалентными сопротивлениями прямой последовательности $4 + j26,5$ Ом со стороны ТП-1 и $9 + j78$ Ом со стороны ТП-16. Напряжение за эквивалентами равно 230 кВ.

Питание СТЭ расчетного участка осуществляется трансформаторами ТП, параметры которых приведены в таблице 1.3. Контактная сеть выполнена: на участке ТП-1 – ПС-1 М-95 + МФ-100, а на остальных участках ПБСМ-95 + МФ-100. На некоторых участках дополнительно подведен усиливающий трос А-185.

Таблица 1.3 – Характеристики трансформаторов ТП расчетного участка

Тяговая подстанция	Тип фазировки	Шном, МВА	Uвн, кВ	Мощность КЗ, МВА
ТП-1	1	40	230	1360
ТП-2	1	40	230	1052
ТП-3	2	40	230	884
ТП-4	3	40	230	852
ТП-5	3	40	230	825
ТП-6	2	40	230	661
ТП-7	1	40	230	589
ТП-8	1	40	230	549
ТП-9	2	40	230	529
ТП-10	3	40	230	518
ТП-11	3	40	115	448
ТП-12	2	40	230	442
ТП-13	3	40	230	391
ТП-14	3	40	230	518
ТП-15	2	40	230	593
ТП-16	1	40	230	673

Поглощение реактивной генерации линий 220 кВ осуществляется шунтирующими реакторами подстанций ТП-4, ТП-6, ТП-11, ТП-12, ТП-13, параметры реакторов отображены на рисунок 1.16.

1.2. Расчеты токов КЗ в тяговой сети между ТП-1 – ТП-2 и ТП-12 - ТП-13 по рисунку 1.16.

- КЗ в межподстанционной зоне ТП-1 – ТП-2

Схема замещения рассматриваемого участка энергосистемы при КЗ в межподстанционной зоне ТП-1 – ТП-2 была преобразована к виду на рисунке 1.17. Сопротивления ветвей схемы, приведенные к тяговому напряжению, получили значения $\underline{Z}_1 = 0,06 + j0,38 \text{ Ом}$, $\underline{Z}_2 = 0,04 + j0,18 \text{ Ом}$, $\underline{Z}_3 = 0,10 + j0,42 \text{ Ом}$, $\underline{Z}_4 = 0,24 + j0,96 \text{ Ом}$, $\underline{Z}_5 = 0,18 + j0,72 \text{ Ом}$.

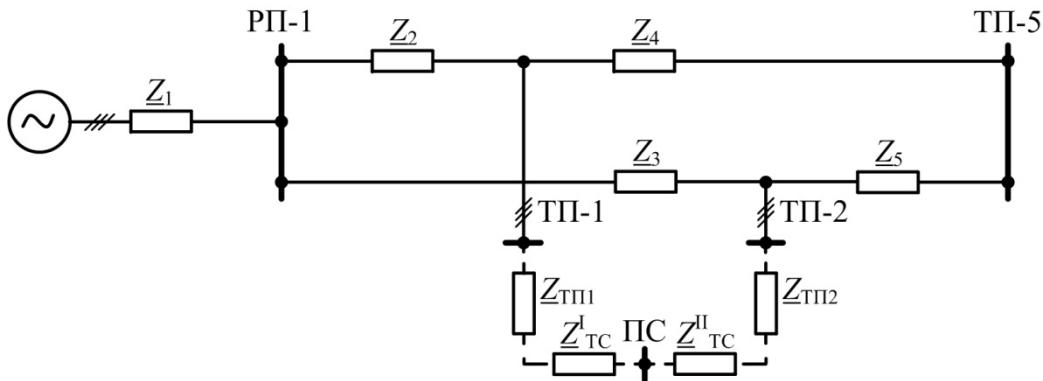


Рисунок 1.17 – Схема замещения участка ТП-1 – ТП-2 с ВЛ-220 кВ

Сопротивления трансформаторов подстанций рассматриваемой зоны следующие $Z_{\text{TP1}} = Z_{\text{TP2}} = j2,36 \text{ Ом}$. Для участков ТП-1 – ПС и ПС – ТП-2 сопротивления рассчитаны – $Z_{\text{TC}}^I = 1,845 + j6,47 \text{ Ом}$ и $Z_{\text{TC}}^{II} = 2,668 + j7,04 \text{ Ом}$ соответственно.

Собственные сопротивления в узлах тяговых подстанций ТП-1 и ТП-2, приведенные к напряжению 27,5 кВ равны $0,10 + j0,55 \text{ Ом}$ и $0,14 + j0,72 \text{ Ом}$ соответственно.

Полученные данные позволили рассчитать токораспределение в тяговой сети при КЗ в рассматриваемых расчетных точках. Результаты расчетов представлены в таблице 1.4.

- КЗ в межподстанционной зоне ТП-12 – ТП-13

Схему замещения участка энергосистемы при КЗ в зоне между подстанциями ТП-12 – ТП-13 можно представить в виде на рисунке 1.18. Значения сопротивлений ветвей схемы, приведенные к напряжению 27,5 кВ, равны $Z_1 = 0,35 + j1,56 \text{ Ом}$, $Z_2 = 0,06 + j0,26 \text{ Ом}$ и $Z_3 = 0,12 + j0,49 \text{ Ом}$.

Сопротивления трансформаторов подстанций ТП-12 и ТП-13 и сопротивления тяговой сети на участках ТП-1 – ПС и ПС – ТП-2 в соответствие с исходными данными – $Z_{\text{TP1}} = Z_{\text{TP2}} = j2,36 \text{ Ом}$ и $Z_{\text{TC}}^I = 3,067 + j8,094 \text{ Ом}$, $Z_{\text{TC}}^{II} = 1,901 + j5,016 \text{ Ом}$.

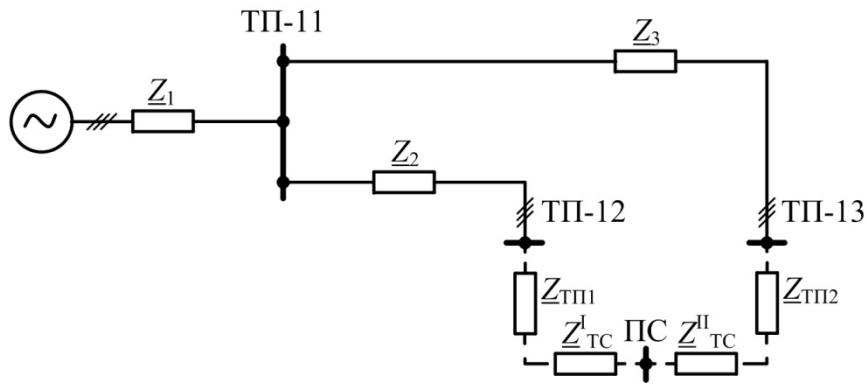


Рисунок 1.18 – Схема замещения участка ТП-12 – ТП-13 с ВЛ-220 кВ

В узлах тяговых подстанций ТП-12 и ТП-13 собственные сопротивления равны $0,41 + j1,82$ Ом и $0,47 + j2,05$ Ом соответственно (приведены к напряжению 27,5 кВ).

В результате расчета получены токи по питающим линиям контактной сети в случае КЗ в расчетных точках межподстанционной зоны, результаты которого сведены в таблицу 1.4.

Зависимости $d_n = f(S_n)$ для участка 220 кВ показаны на рисунке 1.19, где $d1$ и $d2$ полученные методические погрешности при КЗ на ближайшей и удаленной от питающего центра ТП, определяемые от мощности КЗ $S1$ и $S2$ соответственно.

Таблица 1.4 – Полученные значения токов КЗ в тяговой сети и методическая погрешность

Условия расчета	Зона ТП-1 - ТП-2 Токи КЗ в тяговой сети в кА при:		Зона ТП-12 - ТП-13 Токи КЗ в тяговой сети в кА при:	
	КЗ на шинах ТП-1	КЗ на шинах ТП-2	КЗ на шинах ТП-12	КЗ на шинах ТП-13
По полной схеме СВЭ	$1,331e^{+j111,156^\circ}$	$1,341e^{+j111,006^\circ}$	$1,132e^{+j113,162^\circ}$	$1,147e^{+j112,936^\circ}$
По S_{K3}	$1,406e^{+j110,821^\circ}$	$1,414e^{+j110,705^\circ}$	$1,359e^{+j111,502^\circ}$	$1,370e^{+j111,395^\circ}$
Погрешн., %	5,63	5,44	20,05	19,44

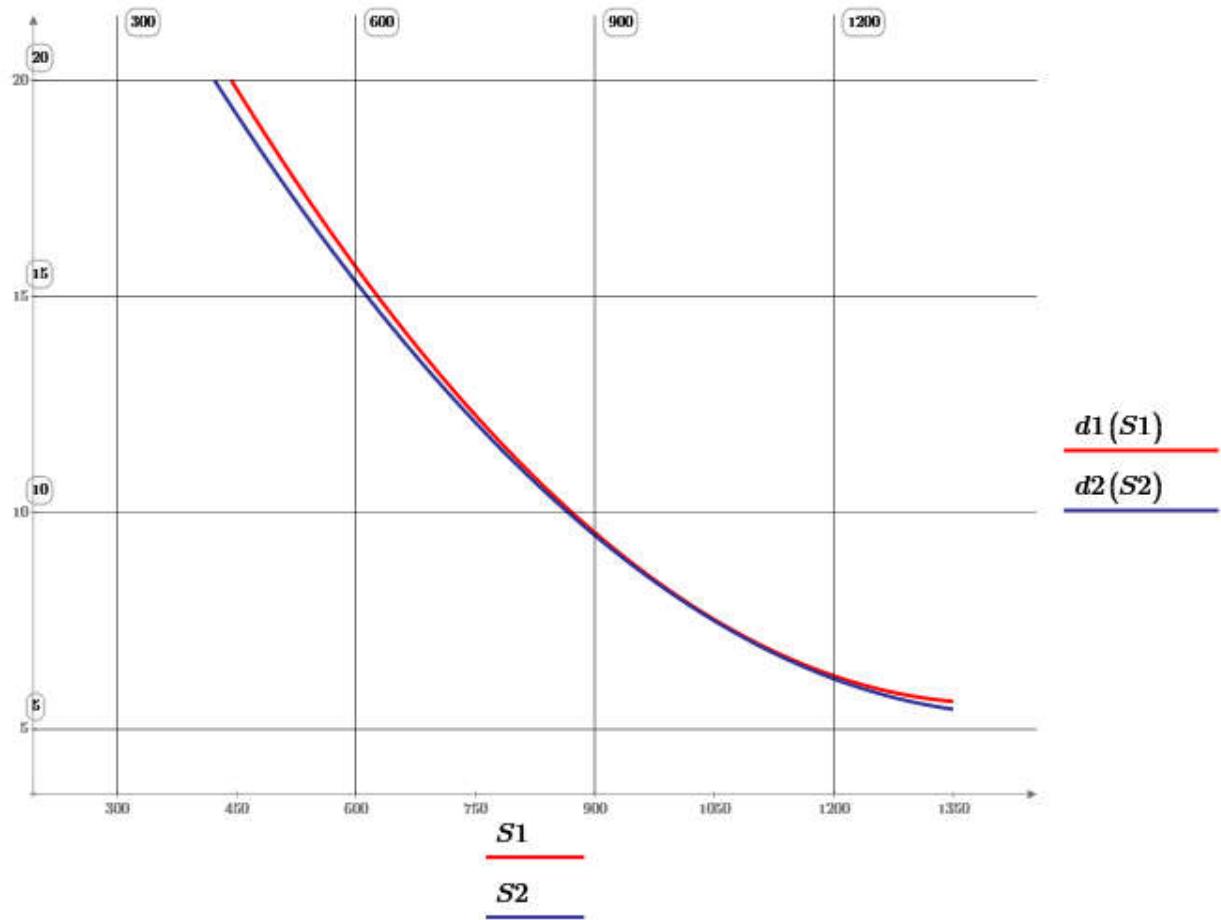


Рисунок 1.19 – Зависимости величины погрешности расчетов токов КЗ в тяговой сети от величины мощности КЗ на шинах питающего напряжения ТП участка 220 кВ

3. Анализ результатов расчета токов КЗ

Расчеты показали, что для ТП близко расположенных к районной подстанции погрешность составляет в сети 110 кВ:

- 6,71% – для первой подстанции ТП-1 с мощностью КЗ 1324 МВ;
 - 6,01% – для второй подстанции ТП-2 с мощностью КЗ 566 МВА,
- а в сети 220 кВ:

- 5,63% – для первой подстанции ТП-1 с мощностью КЗ 1360 МВА;
- 5,44% – для второй подстанции ТП-2 с мощностью КЗ 1052 МВА.

Для ТП удаленных от районной подстанции погрешность составляет в сети 110 кВ:

- 30,22% – для ТП-3 с мощностью КЗ 367 МВА;

– 28,93% – для ТП-4 с мощностью КЗ 272 МВА,
а для сети 220 кВ:

- 20,05% – для ТП-12 с мощностью КЗ 442 МВА;
- 19,44% – для ТП-13 с мощностью КЗ 448 МВА.

Как видно, во всем диапазоне мощностей КЗ на шинах 110(220) кВ ТП рассматриваемых реальных участков различных регионов страны погрешности в расчетах токов КЗ составляют 5,44 – 30,22%. Можно предположить, что указанная погрешность будет и на других участках тяговой сети отечественных железных дорог.

Укажем на участки, где рассматриваемая погрешность будет минимальной. Во-первых, это участки тяговой сети с односторонним питанием. Во-вторых, участки, где ТП подключены непосредственно к районным подстанциям, то есть там, где величина сопротивления СВЭ двух ТП, питающих рассматриваемую межподстанционную зону, имеет минимальное значение. В частности, значительное уменьшение величины взаимного сопротивления в сопротивлении СВЭ при приближении к источнику определяет снижение погрешности, обусловленной, как известно, игнорированием в расчете этим взаимным сопротивлением.

Подробный анализ погрешности при различных схемах питания позволяет в первом приближении указать диапазон мощности КЗ на шинах ТП, при котором погрешность расчета токов КЗ не превосходит 10%, составляющий для сети 110(220) кВ – от $750 \div 900 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ и выше.

В связи с указанным, рекомендуется:

- На действующем участке электроснабжения производить проверочные опыты КЗ для измерений реальных токов КЗ;
- При расчете токов КЗ в СТЭ обращать особое внимание на величину мощности КЗ, по которой, как показал анализ, можно говорить о точности результатов расчета.

- Расчет токов КЗ в тяговой сети переменного тока с двухсторонним питанием производить с учетом полной схемы сети энергосистемы.

1.3.3 Экспериментальная проверка полученных результатов расчета токов КЗ в тяговой сети

Для подтверждения справедливости полученных погрешностей расчета токов КЗ в тяговой сети проведена экспериментальная проверка с КЗ в тяговой сети действующего участка.

Измерение тока КЗ на тяговой подстанции ТП-4 схемы электроснабжения С – Ш (см. рисунок 1.12) произведено автоматически 6 марта 2017 измерительно-информационным и управляемым комплексом «Черный ящик-2000» (ООО НТЦ «ГОСАН»), установленным подстанции.

На осциллограмме (рисунок 1.20) представлены следующие кривые:
 «27,5 кВ ввод 27» – напряжение ввода 27,5 кВ U_{bc} ;
 «27,5 кВ ввод 1» – ток ввода I_{bc} ;
 «27,5 кВ. Ф. к/с 1...5» – токи присоединений 1...5 питающих линий контактной сети I_{bc} .

КЗ произошло на станционном присоединении (Ф. к/с 3), ток КЗ – 3262 А, токи «подпитки» КЗ от тяговой подстанции ТП-3 равны 381 А (от питающей линии Ф. к/с 1) и 387,8 А (от Ф. к/с 2). Присоединения 4 и 5 питающих линий отключены для раздела по контактной сети со следующей подстанцией (в связи с разделом питания на ВЛ-110 кВ).

Ток ввода 27,5 кВ равен току станционного присоединения Ф. к/с 3 питающей линии контактной сети за минусом токов присоединений Ф. к/с 1 и Ф. к/с 2. Напряжение на вводе 27,5 кВ до КЗ равно 27,96 кВ, и оно зависит от положения переключателя РПН трансформатора на момент КЗ.

ЭЧЭ-14 Шахунья 6-Мар-2017 0:29:16.417 АК: 110кВ.напр фА,В,С - 2СШ110.

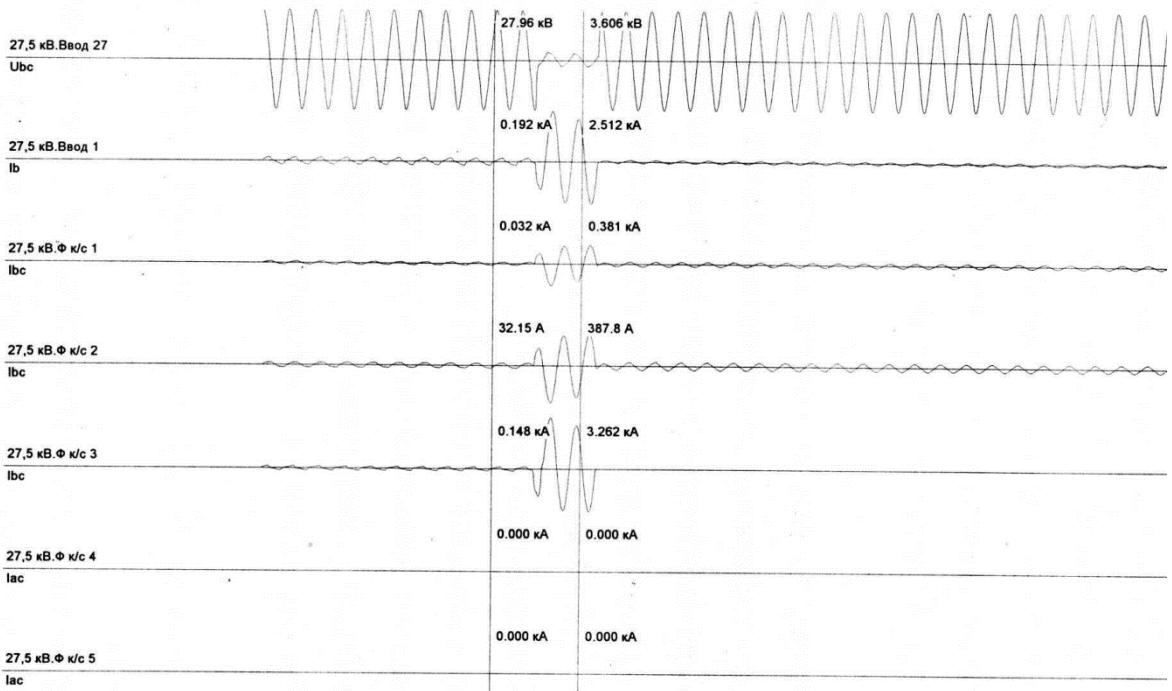


Рисунок 1.20 – Осциллографма токов КЗ на тяговой подстанции ТП-4 схемы участка С – Ш с ВЛ-110кВ

На межподстанционной зоне ТП-3 – ТП-4 установлен ПС на разъединителях, который при КЗ не отключился, так как задержка на отключение у него 1 с. Вакуумный выключатель станционного фидера отключился через 0,045 с от максимальной токовой отсечки, в результате восстановился нормальный режим ТП-4.

Теперь оценим точность расчетов токов КЗ при учете реальной схемы СВЭ в сравнении с экспериментальными данными. Так как КЗ в эксперименте было не на шинах 27,5кВ, а на станционных путях, то сравнение произведем по соотношению токов в тяговой сети (токи «подпитки» от ТП-3) и в трансформаторе ТП-4.

В эксперименте это соотношение равно $2512/768,8 = 3,27$ (рисунок 1.20), а при учете полной схемы СВЭ, то есть схемы внешнего электроснабжения, представленной в расчете в полном объеме, это отношение $4001/1061 = 3,77$ (4001А – ток ввода 27,5кВ, 1061А – сумма токов

по Ф. к/с 1 и Ф. к/с 2, расчет выполнен в программе РАСТ-05К при КЗ на шинах 27,5 кВ ТП-4). Еще раз подчеркнем, что в эксперименте присутствовали реальные параметры сетей, тяговые и районные нагрузки, установка поперечной емкостной компенсации на РП-4 была включена, и как обычно на районной подстанции напряжение на шинах питания продольной ВЛ-110 кВ было на 5% выше номинального напряжения. С другой стороны, в расчете при учете параметров сети энергосистемы напряжение на районной подстанции принято номинальным. Как видно, отличие указанных соотношений при расчетах токов КЗ в тяговой сети по полной схеме СВЭ составляет $(3,77 - 3,27) \cdot 100 / 3,27 = 15\%$, что свидетельствует, на наш взгляд: 1) на достаточно близкое совпадение расчетных и экспериментальных данных по токам КЗ и 2) на неточность исходных данных по длинам ВЛ-110кВ, которые могут отличаться от реальных на несколько километров, как причину отклонения расчетных данных от экспериментальных.

Главный результат эксперимента по токам КЗ в тяговой сети заключается в том, что ток КЗ в тяговой сети по эксперименту 768,8 А намного меньше проектного значения, полученного по расчетам с мощностью КЗ на шинах 110 кВ (таблица 1.2) – 1368 А (то есть меньше в $1368 / 768,8 = 1,78$ раза) и близок к расчетному току в тяговой сети при рассмотрении полной схемы СВЭ – 1061А.

Таким образом, на основании экспериментальных данных доказана значительная погрешность в расчетах токов КЗ по нормативным документам [2; 3]. Кроме того, показана справедливость оценки токов КЗ в однофазной тяговой сети при учете параметров трехфазной СВЭ. И как следствие, можно утверждать, что проведенные эксперименты подтверждают значительную погрешность по токам КЗ в тяговой сети до 30% (таблица 1.2) при сравнении с расчетами по нормативному методу [2; 3] и по полной схеме СВЭ.

Некоторые специалисты считают, что при расчете токов КЗ в тяговой сети следует учитывать нагрузку тяговой сети, транзитной мощности по

линиям 110(220) кВ и уравнительные токи. Соглашаясь в принципе с указанным мнением, отметим следующее.

В [51] анализируется поведение электровоза в момент КЗ в тяговой сети и делается следующее заключение «... если КЗ отключается защитой за время 0,1 – 0,15 с, то с наличием поездов на линии и их влиянием на процесс КЗ можно не считаться...».

Считаем, что указанное, а именно не учет влияния электровозов на процесс КЗ справедливо только для тяговой нагрузки на межподстанционной зоне, где произошло КЗ. Однако тяговую нагрузку на других межподстанционных зонах, также как и транзитную мощность по продольной ВЛ-110(220) кВ, питающую ТП, и уравнительные токи в тяговой сети следует учитывать, что, в итоге, будет представлять собой учет нагрузочных потерь напряжения в сетях внешнего электроснабжения при расчете токов КЗ в тяговой сети.

Обычно при проектировании и в эксплуатации принимают комплекс организационных и технических мер для приближения напряжения у потребителя близкого к номинальному. На районной подстанции, питающей продольную линию 110(220) кВ, напряжение повышают на 5% (то есть повышают приведенное напряжение до 29 кВ), включают компенсирующие установки и т.д. В частности, в приведенной схеме по рисунку 1.12 включают на РП-4 на шинах 110 кВ установку поперечной емкостной компенсации мощностью 36 Мвар, компенсирующую почти всю реактивную нагрузку участка С – Ш. Точно так же в схеме по рисунку 1.16 включают шунтирующие реакторы для компенсации зарядной мощности ВЛ-220 кВ. Для снижения нагрузочных потерь учитывается зарядная мощность ВЛ-110(220) кВ.

Таким образом, указанные мероприятия в какой-то мере компенсируют нагрузочные потери напряжения от тяговой нагрузки, транзитных токов по ВЛ-110(220) кВ и т.д., точный расчет которых затруднителен в связи с неопределенностью данных по нагрузкам. Поэтому на вводе районной

подстанции будем принимать номинальное напряжение 27,5 кВ (а не 29 кВ), что и предлагается в частности в [51]. Другими словами, этим самым будем учитывать в расчетах нагрузочные потери напряжения в линиях внешнего электроснабжения.

Отметим, однако, что при сравнении указанных вариантов можно было бы пренебречь нагрузочными потерями в линиях внешнего электроснабжения, так как эффект их учета будет одинаковый в сравниваемых вариантах.

1.4 Оценка погрешности расчета токов КЗ при различных схемах тяговой сети

Для оценки погрешности расчета токов КЗ от параметров схемы СТЭ следует сравнить результаты расчета в этих схемах при различных схемах представления энергосистемы (рисунок 1.10,*б* и 1.11). При этом важно отметить, что для оценки наибольшей погрешности следует рассчитывать не суммарные токи КЗ в тяговой сети, а значения токов КЗ, протекающих по питающим линиям контактной сети.

Для решения задачи рассмотрен двухпутный участок (рисунок 1.21) с подстанциями, отстоящими друг от друга на расстоянии 48,2 км. Контактная подвеска, выполненная проводами типа ПБСМ-95 + МФ-100, получает питание через понижающие трансформаторы ТДТНЭ-40000/110.

1.4.1 Расчетные условия и сопоставление результатов расчета

Расчет токов КЗ выполнен при следующих расчетных условиях с учетом вариантов расположения проводов тяговой сети [2; 3] – ТП, ТПУ и ЭУП:

- КЗ на шинах 27,5 кВ (расположение проводов тяговой сети – контактная сеть содержит несущий трос и контактный провод (ТП) (рисунок 1.21,*а*);

- КЗ на шинах 27,5 кВ в системе с усиливающим проводом (ТПУ) (рисунок 1.21,*a*);
- КЗ на шинах 27,5 кВ в системе с экранирующим и усиливающим проводами (ЭУП) (рисунок 1.21,*a*);
- КЗ на шинах 27,5 кВ, если один из путей отключен (однопутный участок) (рисунок 1.21,*б*);
- КЗ на участке между ТП и ПС (рисунок 1.21,*в*).

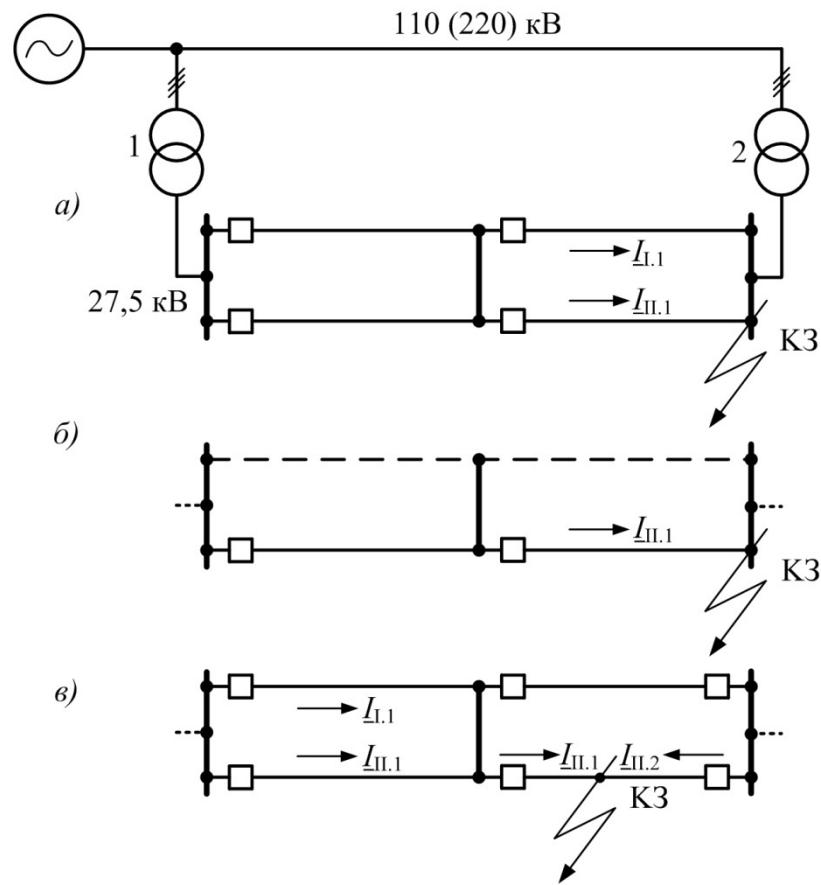


Рисунок 1.21 – Расчетные схемы тяговой сети

Результаты проведенных расчетов и их сопоставление представлены в таблицах 1.5 и 1.6.

Таблица 1.5 – Полученные значения

	Токи КЗ в расчетных схемах тяговой сети, кА			
	$I_{I.1}$ и $I_{II.1}$ на рисунке 1.18, <i>a</i>			$I_{II.1}$ на рисунке 1.18, <i>b</i>
	ТП	ТПУ	ЭУП	ТП (однопутный участок)
По полной схеме СВЭ	$0,560e^{-j63,295^\circ}$	$0,687e^{-j69,049^\circ}$	$0,826e^{-j63,834^\circ}$	$0,797e^{-j60,293^\circ}$
По S_{K3}	$0,680e^{-j66,682^\circ}$	$0,833e^{-j68,954^\circ}$	$0,998e^{-j66,866^\circ}$	$0,971e^{-j63,916^\circ}$
Погрешн., %	21,43	21,25	20,82	21,83

Таблица 1.6 – Полученные значения

	Токи КЗ в расчетных схемах тяговой сети, кА		
	$I_{I.1}$ и $I_{II.1}$ на рисунке 1.18, <i>a</i>		$I_{II.2}$ на рисунке 1.18, <i>a</i>
	ТП	ТП	ТП
По полной схеме СВЭ	$0,641e^{-j67,301^\circ}$	$1,802e^{-j68,682^\circ}$	$1,897e^{-j71,489^\circ}$
По S_{K3}	$0,715e^{-j68,197^\circ}$	$1,953e^{-j69,098^\circ}$	$2,009e^{-j71,474^\circ}$
Погрешн., %	11,54	8,38	5,9

Для полноты анализа произведем расчет токов КЗ в контактной сети двухпутного участка, питаемого от подстанций, расположенных несколько ближе к источнику питания, исключив тем самым из схемы на рисунке 1.10,*a* ветвь 0-1.

Результаты расчета, полученные при тех же расчетных условиях и их сопоставление показаны в таблицах 1.7 и 1.8.

Таблица 1.7 – Полученные значения

	Токи КЗ в расчетных схемах тяговой сети, кА			
	$I_{I.1}$ и $I_{II.1}$ на рисунке 1.18, <i>a</i>			$I_{II.1}$ на рисунке 1.18, <i>b</i>
	ТП	ТПУ	ЭУП	ТП (однопутный участок)
По полной схеме СВЭ	$0,646e^{-j64,298^\circ}$	$0,797e^{-j66,865^\circ}$	$0,964e^{-j64,701^\circ}$	$0,914e^{-j61,338^\circ}$
По S_{K3}	$0,703e^{-j66,116^\circ}$	$0,867e^{-j68,603^\circ}$	$1,048e^{-j66,363^\circ}$	$0,995e^{-j63,253^\circ}$
Погрешн., %	8,82	8,78	8,71	8,86

Таблица 1.8 – Полученные значения

	Токи КЗ в расчетных схемах тяговой сети, кА		
	I_{L1} и I_{L1} на рисунке 1.18,в	$I_{II,1}$ (участок ПС -ТП2) на рисунке 1.18,в	$I_{II,2}$ на рисунке 1.18,в
	ТП	ТП	ТП
По полной схеме СВЭ	$0,702e^{-j67,454^\circ}$	$1,972e^{-j68,834^\circ}$	$2,076e^{-j71,641^\circ}$
По S_{K3}	$0,735e^{-j67,989^\circ}$	$2,041e^{-j69,113^\circ}$	$2,128e^{-j71,699^\circ}$
Погрешн., %	4,7	3,5	8

Из таблиц 1.5, 1.6 и 1.7, 1.8 видно, что от параметров схемы СТЭ погрешность результатов расчета токов КЗ изменяется не значительно.

Применение усиливающего провода (ТПУ) или экранирующего и усиливающего проводов (ЭУП) в СТЭ на величину погрешности практически не влияет (таблицы 1.5 и 1.7).

1.4.2 Пути снижения методической погрешности расчета токов КЗ

Для снижения погрешности расчета токов КЗ следует ориентироваться на следующие мероприятия:

- Необходимо запросить полную схему сети СВЭ в районе подключения ТП и пересчитать токи КЗ в СТЭ, добавив тем самым в расчет сопротивление электрической связи подстанций по линиям 110(220) кВ, как это было показано выше. В конечном итоге, по полученным данным откорректировать выбор уставок релейной защиты. Следует отметить, что знание параметров схемы сети СВЭ необходимо для получения всех элементов матрицы сопротивлений узлов, рассматриваемых подстанций.
- В случае, когда получение схемы сети СВЭ не представляется возможным, предлагается следующий способ определения матрицы узловых сопротивлений СВЭ для снижения методической погрешности. Нужно определить параметры сети СВЭ, в частности собственные и взаимные сопротивления узлов 110(220) кВ ТП, используя предложение [52].

Для оценки эффективности предложенного способа найдем токи КЗ в контактной сети двухпутного участка, питаемого от подстанций 2 и 3 (рисунок 1.10), и сопоставим их с ранее полученными значениями.

На рассматриваемом двухпутном участке контактной сети были экспериментально определены собственные и взаимное сопротивления между подстанциями, которые составили $\underline{Z}'_{22}=0,314+j0,702$ Ом, $\underline{Z}''_{33}=0,352+j0,862$ Ом и $\underline{Z}''_{23}(\underline{Z}''_{32})=0,257+j0,592$ Ом. Элементы матрицы сопротивлений получили следующие значения:

$$\underline{Z}''_{2-3} = \begin{vmatrix} 0,314 + j0,702 & 0,257 + j0,592 \\ 0,257 + j0,592 & 0,352 + j0,862 \end{vmatrix} \quad (1.42)$$

В результате были определены токи КЗ в рассматриваемых расчетных условиях, значения которых и их сопоставление с ранее рассчитанными токами (таблицы 1.5 и 1.6) показаны в таблицах 1.9 и 1.10.

Таблица 1.9 – Полученные значения

	Токи КЗ в расчетных схемах тяговой сети, кА			
	$I_{\text{I},1}$ и $I_{\text{II},1}$ на рисунке 1.18, <i>a</i>			$I_{\text{II},1}$ на рисунке 1.18, <i>b</i>
	ТП	ТПУ	ЭУП	ТП (однопутный участок)
По предл. способу	$0,537e^{-j63,138^\circ}$	$0,657e^{-j65,688^\circ}$	$0,789e^{-j63,694^\circ}$	$0,766e^{-j60,139^\circ}$
По полной схеме СВЭ	$0,560e^{-j63,295^\circ}$	$0,687e^{-j69,049^\circ}$	$0,826e^{-j63,834^\circ}$	$0,797e^{-j60,293^\circ}$
Погрешн., %	4,11	4,37	4,48	3,89

Таблица 1.10 – Полученные значения

	Токи КЗ в расчетных схемах тяговой сети, кА		
	$I_{\text{I},1}$ и $I_{\text{II},1}$ на рисунке 1.18, <i>a</i>		$I_{\text{II},1}$ (участок ПС -ТП2) на рисунке 1.18, <i>a</i>
	ТП	ТП	$I_{\text{II},2}$ на рисунке 1.18, <i>a</i>
По предл. способу	$0,624e^{-j67,252^\circ}$	$1,745e^{-j68,592^\circ}$	$1,830e^{-j71,363^\circ}$
По полной схеме СВЭ	$0,641e^{-j67,301^\circ}$	$1,802e^{-j68,682^\circ}$	$1,897e^{-j71,489^\circ}$
Погрешн., %	2,65	3,16	3,53

Анализ данных таблиц показывает, что применение указанного способа приводит к уменьшению погрешности расчета. Это объясняется тем, что полученные при этом способе значения элементов матрицы сопротивлений узлов рассматриваемых подстанций приближаются к значениям, найденным по реальной схеме СВЭ.

Таким образом, погрешность составила не более 5%, что указывает на целесообразность применения предложения [52] в расчетах при отсутствии схемы подключения подстанций к СВЭ и ее параметров.

1.5 Выводы по главе

1. Доказана, с применением различных методов, справедливость применения формулы расчета сопротивления ТП в нормативных документах по релейной защите [2; 3]. Показано, что при любой схеме соединения трансформатора (Y/Δ или Y/Y) формулы для определения двухфазных токов КЗ будут одинаковыми, несмотря на различие фазных сопротивлений.

2. Во всех случаях расчеты, связанные с измерениями реальных токов и напряжений трансформатора Y/Δ (например, расчеты расхода электроэнергии, остаточного ресурса изоляции трансформатора) нужно проводить по формуле (1.10), то есть с реальным сопротивлением вторичной обмотки «треугольник». При этом целесообразно измерения токов выполнять на первичной обмотке трансформатора.

3. Обоснована возможность проводить расчеты токов КЗ в тяговой сети переменного тока в любой схеме СВЭ по однофазной схеме замещения системы, что позволяет упростить расчет, используя известные методы расчета сложных электрических цепей (например, метод контурных токов для однофазных цепей).

4. Предлагаемая схема замещения в нормативных документах [2, 3] дает погрешность результатов расчета токов КЗ в межподстанционной зоне тяговой сети при ее двухстороннем питании.

5. Определение входного сопротивления на шинах 110(220) кВ по мощности КЗ, заданного энергосистемой в соответствии с нормативными документами [2; 3], и, как следствие, игнорирование электрической связи по линиям 110(220) кВ (то есть взаимным сопротивлением) между двумя смежными подстанциями, к которым подключена тяговая сеть, приводит к методической погрешности в расчете токов КЗ питающих линии контактной сети, достигающей 30% и более при любой схеме тяговой сети.

6. Установлено, что методическая погрешность в расчетах токов КЗ будет составлять не более 10% при мощности КЗ на шинах 110(220) кВ ТП более 750 – 900 МВ·А.

7. Расчет токов КЗ по нормативным документам возможен для тяговой сети с односторонним питанием и для межподстанционных зон, где ТП подключены непосредственно к районным подстанциям.

8. В связи со значительной погрешностью расчетов тока КЗ по нормативным документам [2; 3] необходимо на действующих участках электроснабжения проводить экспериментальные проверки реальных токов КЗ.

9. Для снижения погрешности расчета токов КЗ в тяговой сети следует выполнить расчет по реальной схеме подключения ТП к энергосистеме с указанием ближайших линий 110(220) кВ или по данным входного собственного сопротивления СВЭ с учетом сопротивления связи по линиям 110(220) кВ между подстанциями.

10. В случае малой мощности КЗ энергосистемы (до 1000 МВА) и при отсутствии схемы СВЭ показана целесообразность руководствоваться предложением [52] при определении значений элементов матрицы узловых сопротивлений СВЭ с целью снижения погрешности расчетов токов КЗ в тяговой сети.

2 СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ МЕЖПОДСТАНЦИОННОЙ ЗОНЫ ТЯГОВОЙ СЕТИ ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В нормативных документах [2; 3] для вычисления параметров КЗ предложена результирующая схема замещения межподстанционной зоны с двумя ТП для формирования двухстороннего питания тяговой сети (рисунок 2.1).

В ней ТП и СВЭ представлены суммой их сопротивлений, а сопротивление тяговой сети – суммой индуктивно развязанных сопротивлений контактной сети и рельсовой цепи.

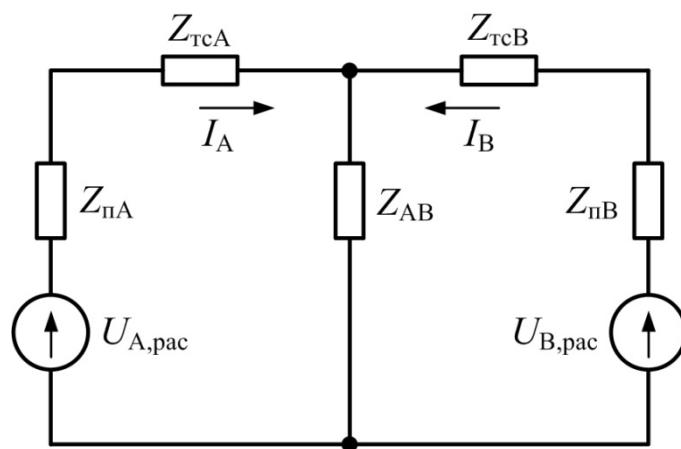


Рисунок 2.1 – Результирующая схема замещения тяговой сети

На рисунке 2.1 обозначены [2; 3]:

$U_{A,\text{рас}}$ и $U_{B,\text{рас}}$ – расчетные напряжения ТП;

$Z_{\text{пA}}$ и $Z_{\text{пB}}$ – сопротивления ТП;

Z_{tcA} , Z_{tcB} – эквивалентные сопротивления тяговой сети на первом и втором участках межподстанционной зоны;

Z_{AB} – сопротивление в месте КЗ.

Как правило, при проектировании отсутствует полная схема сети энергосистемы и ее параметры, а информация по СВЭ, как уже было сказано, ограничивается данными по мощности КЗ на шинах питающего напряжения 110(220) кВ подстанций. Этим объясняется, что в [2; 3] предлагается

параметры СВЭ для схемы замещения определять по мощности КЗ на шинах ТП.

В результате отсутствие электрической связи двух смежных ТП по сети СВЭ 110(220) кВ приводит к изменению токораспределения при КЗ в тяговой сети и появлению методической погрешности в его расчетах, что является недостатком данной результирующей схемы замещения (рисунок 2.1).

Кроме того, существует неопределенность в выборе расчетного напряжения на ТП, в результате чего, в расчетах, как правило, напряжение на подстанциях принимают одинаковым, несмотря на наличие двух источников питания в эквивалентной схеме замещения.

Что же касается объединения в схеме замещения контактной сети с рельсами, то для расчета токов КЗ это вполне оправдано, если нет необходимости отдельно рассматривать электромагнитные процессы в рельсовой цепи.

Таким образом, снижение методической погрешности в вычислении токов КЗ при двухсторонней схеме питания тяговой сети требует формирования новой схемы замещения межподстанционной зоны тяговой сети с введением в нее параметров эквивалентной схемы сети энергосистемы [53; 54].

2.1 Формирование новой схемы замещения для расчета токов КЗ в тяговой сети переменного тока

За основу схемы замещения принимаем существующую результирующую схему из [2; 3] (см. рисунок 2.1), где схема замещения тяговой сети с КЗ представлена эквивалентной трехлучевой с сопротивлениями Z_{tcA} , Z_{tcB} и Z_{AB} (эти параметры изменяются при изменении точки КЗ и могут быть найдены по методике [2; 3]).

Для формирования новой схемы замещения покажем на результирующей схеме сопротивления двух смежных ТП Z_{tpA} , Z_{tpB} и

сопротивления СВЭ Z_{sA} , Z_{sB} , ранее представленные их суммой $Z_{\pi A}$, $Z_{\pi B}$, а напряжения ТП примем одинаковыми. Представленный один источник питания $U_{AB, pac}$ с соответствующим подсоединением к двум ТП устранит неопределенность в определении их напряжений холостого хода.

Таким образом, результирующая схема замещения примет вид на рисунке 2.2,*a*.

После чего, к указанной схеме тяговой сети добавляем схему замещения СВЭ из трехлучевой звезды с эквивалентными сопротивлениями линий 110(220) кВ сети энергосистемы Z_{sA} , Z_{sB} и Z_{sAB} (рисунок 2.2,*b*). Трехлучевой эквивалентной схемой замещения из сопротивлений Z_{sA} , Z_{sB} и Z_{sAB} можно представить любую схему замещения СВЭ.

При каждом из сопротивлений двух смежных ТП и эквивалентных сопротивлениях СВЭ принимается соответствующий коэффициентом (2/3 или 2) в зависимости от схемы соединения трансформатора (Y/Δ или Y/Y). Все сопротивления приводим к одному напряжению тяговой обмотки, напряжение источника питания $U_{AB, pac}$ принимаем номинальным 27,5 кВ или устанавливаем по соответствующим требованиям нормативных документов [2; 3].

Сопротивление Z_{sAB} будет представлять взаимное сопротивление двух смежных ТП, определяемое взаимную связь между подстанциями по сети внешнего электроснабжения. Представленный один источник питания $U_{AB, pac}$ с соответствующим подсоединением к двум ТП исключает неопределенность в определении их напряжений холостого хода.

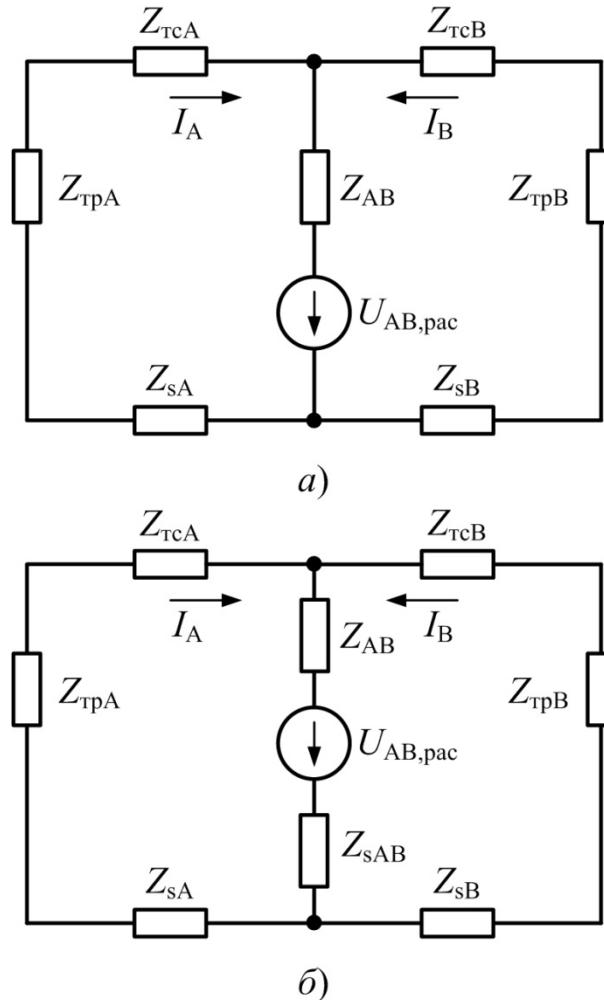


Рисунок 2.2 – Результирующие схемы замещения тяговой сети;
существующая схема с вынесенными сопротивлениями подстанций и СВЭ
(*a*); новая схема замещения с эквивалентными сопротивлениями СВЭ (*б*)

Следует отметить, что при проектировании, как правило, неизвестна прилегающая к ТП схема внешнего электроснабжения. Поэтому приходиться довольствоваться мощностью КЗ на шинах ТП, предоставленной энергосистемой. Однако, на действующей ТП при известной прилегающей схеме внешнего электроснабжения уточняющие расчеты по рассматриваемой новой схеме электроснабжения обязательны. Более того, рекомендуется на участках, где мощность КЗ на шинах 110(220) кВ ТП не превышает 750 - 900 МВ·А проводить опытные КЗ для определения минимальных токов КЗ в тяговой сети.

В связи с указанным следует отметить аналогичную обстановку с игнорированием взаимного узлового сопротивления между ТП постоянного тока по нормативным документам, что следует учесть в дальнейшем.

2.2 Способ получения точных параметров эквивалентной схемы сети энергосистемы

При недостаточной информации по схеме внешнего электроснабжения, прилегающей к ТП, и ее параметрам снизить погрешность в вычислении токов КЗ можно воспользовавшись следующим методом расчета сопротивлений Z_{sA} , Z_{sB} и Z_{sAB} эквивалентной схемы сети энергосистемы (рисунок 2.2,б) [53].

В [52] предложен способ экспериментального определения взаимного сопротивления Z_{sAB} (Ом/фазу), суть которого состоит в том, что путем эксперимента измеряется отношение изменения напряжения на рассматриваемой ТП при изменении нагрузки на смежной подстанции.

Сопротивления, соединяющие вводы в подстанцию смежных ТП, в эквивалентной схеме сети энергосистемы (рисунок 2.2,б), а именно величины Z_{sA} , Z_{sB} (Ом/фазу) вычисляются аналитически. Для этого нужно значение экспериментально найденного взаимного сопротивления Z_{sAB} отнять от значений собственных сопротивлений, вычисленных по мощности КЗ на вводах в подстанцию:

$$Z_{sA} = Z_{22} - Z_{sAB} = \frac{U_{AB, pac}^2}{S_{CA}} - Z_{sAB} \quad (2.1)$$

$$Z_{sB} = Z_{33} - Z_{sAB} = \frac{U_{AB, pac}^2}{S_{CB}} - Z_{sAB} \quad (2.2)$$

где Z_{22} , Z_{33} – значения собственных сопротивлений подстанций А и В;

S_{CA} и S_{CB} – значения мощности КЗ на шинах питающего напряжения 110(220) кВ подстанций А и В;

Собственные узловые сопротивления Z_{22} , Z_{33} можно определить более точно – экспериментально на ТП: измеряется отношение изменения

напряжения на рассматриваемой ТП при изменении нагрузки на этой же подстанции.

Предварительно вычисленные Z_{sA} , Z_{sB} и Z_{sAB} будут служить параметрами эквивалентной схемы сети энергосистемы в результирующей схеме замещения на рисунке 2.2,б. Для получения точных параметров КЗ достаточно ввести (2.1) и (2.2) в указанную эквивалентную схему.

Итак, показано, что параметры эквивалентной схемы сети энергосистемы в случае отсутствия исходной схемы сети СВЭ и её параметров можно рассчитать в условиях эксплуатации. В итоге эквивалентирование энергосистемы с учетом полученных параметров эквивалентной схемы сети при вычислении сопротивлений схемы замещения приведет к снижению погрешности в вычислении токов КЗ питающих линии контактной сети.

Таким образом, в случае наличия данных по СВЭ только в виде мощности КЗ на шинах 110(220) кВ (что характерно на стадии проектирования электрифицированного участка) расчет токов КЗ выполняется по нормативным документам [2; 3] с известной методической погрешностью. Однако при включении ТП в работу следует пересчитать токи КЗ и соответственно откорректировать расчеты релейной защиты.

Другими словами, предлагаемый метод расчета сопротивлений эквивалентной схемы сети энергосистемы в результирующей схеме замещения (рисунок 2.2,б) является рабочим инструментом в определении параметров КЗ в тяговой сети для эксплуатационного персонала систем электроснабжения железных дорог переменного тока.

2.3 Вывод основных формул для расчета параметров КЗ при узловой схеме питания тяговой сети

Определение параметров КЗ при представлении СВЭ в схеме замещения тяговой сети сопротивлениями эквивалентной схемы сети

энергосистемы, как было доказано, позволяет снизить погрешность, которая имеет место в существующих расчетах.

Из существующего разнообразия различных способов определения токораспределения в тяговой сети при КЗ [2; 3; 8; 55-60] воспользуемся методом расчета токораспределения на основе решения системы уравнений равновесия [55], составленных с использованием законов Кирхгофа, для узловой схеме питания, что позволит определить действительные величины токов при КЗ в отдельных точках межподстанционной зоны для анализа поведения релейной защиты.

На основании данного метода произведем вывод основных формул применительно к расчетным схемам на рисунке 2.3, выполненным аналогично схеме замещения межподстанционной зоны тяговой сети с введенными в нее параметрами эквивалентной схемы сети энергосистемы (см. рисунок 2.2,б).

На схемах (рисунок 2.3) приведены различные случаи КЗ, рассмотрение которых необходимо для всестороннего анализа поведения релейной защиты, а именно:

- случай, характеризующий условия, складывающие в первый момент времени после возникновения КЗ, когда ни один из выключателей питающих линий не отключился (рисунок 2.3,а);
- случай, характеризующий условия, имеющие место после отключения выключателя подстанции, расположенного ближе других к месту КЗ (рисунок 2.3,б);
- случай, когда КЗ на присоединении питающей линии станции или ДПР (рисунок 2.3,в).

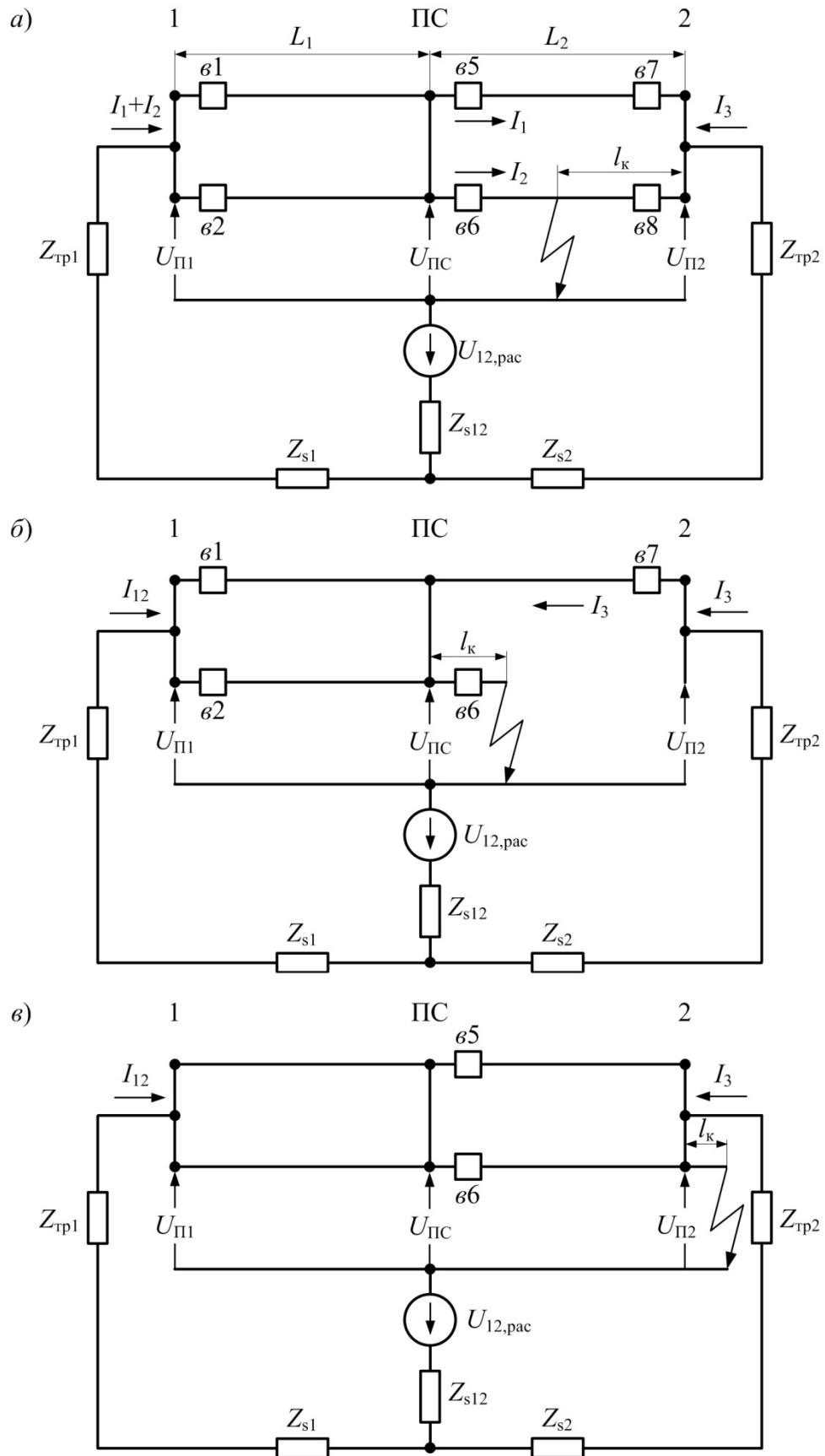


Рисунок 2.3 – Расчетные схемы межподстанционной зоны тяговой сети

На схеме рисунок 2.3 приняты следующие обозначения:

$U_{12,\text{pac}}$ – расчетное напряжение энергосистемы, приведенное к ступени 27,5 кВ, кВ;

$U_{\Pi 1}$, $U_{\Pi 2}$ и $U_{\text{ПС}}$ – расчетные напряжения на шинах подстанций 1 и 2 и ПС, кВ;

Z_{s1} , Z_{s2} и Z_{s12} – сопротивления эквивалентной схемы сети энергосистемы, приведенные к ступени 27,5 кВ, Ом;

$Z_{\text{tp}1}$, $Z_{\text{tp}2}$ – сопротивления фазы трансформаторов подстанций 1 и 2, Ом;

L_1 , L_2 – расстояния от подстанции 1 и 2 до ПС, км;

l_{κ} – расстояние от подстанции 2 до места КЗ, км;

$\varepsilon 1 \dots \varepsilon 8$ – выключатели межподстанционной зоны;

I_1 , I_2 , I_3 – токи КЗ в ветвях схемы, А.

2.3.1 Расчет токораспределения в тяговой сети при КЗ

Для схемы на рисунке 2.3,*a* система уравнений равновесия примет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} & I_1 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp}1}) + z_{22}L_1 + z_{21}(L_2 - l_{\kappa}) + 2z_{-1,2}l_{\kappa} + Z_{\vartheta} \right] + \\ & + I_2 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp}1}) + z_{22}L_1 + (z_{21} - z_{-1,2})(L_2 - l_{\kappa}) + Z_{\vartheta} \right] + \\ & + I_3 \left[\frac{2}{3} Z_{s12} + z_{-1,2}l_{\kappa} + Z_{\vartheta} \right] = U_{12,\text{pac}} \\ & I_1 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp}1}) + z_{22}L_1 + (z_{21} - z_{-1,2})(L_2 - l_{\kappa}) + Z_{\vartheta} \right] + \\ & + I_2 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp}1}) + z_{22}L_1 + z_{21}(L_2 - l_{\kappa}) + Z_{\vartheta} \right] + \\ & + I_3 \left[\frac{2}{3} Z_{s12} + Z_{\vartheta} \right] = U_{12,\text{pac}} \\ & I_1 \left[\frac{2}{3} Z_{s12} + z_{-1,2}l_{\kappa} + Z_{\vartheta} \right] + I_2 \left[\frac{2}{3} Z_{s12} + Z_{\vartheta} \right] + \\ & + I_3 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{\text{tp}2}) + z_{21}l_{\kappa} + Z_{\vartheta} \right] = U_{12,\text{pac}} \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

где z_{22} – удельное сопротивление тяговой сети двухпутного участка при включенном в работу контактной сети обоих путей и равных токах в их подвесках по величине и направлению, Ом/км;

z_{21} – удельное сопротивление тяговой сети одного пути двухпутного участка при отключенной контактной сети другого пути, Ом/км;

$z_{-1,2}$ – удельное сопротивление тяговой сети одного пути двухпутного участка при включенной в работу контактной сети обоих путей и равных по величине, но противоположных по направлению токах в их подвесках, Ом/км;

Z_3 – эквивалентное сопротивление в месте КЗ, Ом.

Необходимые параметры тяговой сети для различного вида контактной сети и контактных подвесок представлены в [2; 3].

Составим систему уравнений для схемы на рисунке 2.3,б:

$$\left. \begin{aligned} I_{12} \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{22} L_1 + z_{21} l_K + Z_3 \right] + \\ + I_3 \left[\frac{2}{3} Z_{s12} + z_{-1,2} l_K + Z_3 \right] = U_{12,pac} \\ I_{12} \left(\frac{2}{3} Z_{s12} + z_{-1,2} l_K + Z_3 \right) + I_3 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2}) + \right. \\ \left. + z_{21} (L_2 - l_K) + 2 z_{-1,2} l_K + Z_3 \right] = U_{12,pac} \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

Система уравнений равновесия для схемы на рисунке 2.3,в запишется в виде:

$$\left. \begin{aligned} I_{12} \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{22} (L_1 + L_2) + z_0 l_K + Z_3 \right] + \\ + I_3 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + z_0 l_K + Z_3) \right] = U_{12,pac} \\ I_{12} \left(\frac{2}{3} Z_{s12} + z_0 l_K + Z_3 \right) + \\ + I_3 \left[\frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2}) + z_0 l_K + Z_3 \right] = U_{12,pac} \end{aligned} \right\} \quad (2.5)$$

где z_0 – индуктивно связанные сопротивления провода, Ом/км.

Решение систем (2.3), (2.4) и (2.5) позволит получить токи по всем питающим линиям контактной сети в различных случаях КЗ и при учете сопротивлений СВЭ и может быть найдено с помощью известных методов решения системы линейных алгебраических уравнений.

2.3.2 Определение напряжений и сопротивлений в тяговой сети при КЗ

Напряжения в узлах рассматриваемых расчетных схем, а именно на шинах ТП и ПС, необходимые для определения сопротивлений замеряемых защитами присоединений питающих линий могут быть определены следующим образом:

для схемы на рисунке 2.3,*а*

$$U_{\Pi 1} = U_{12,\text{pac}} - \frac{2}{3} [(I_1 + I_2)(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + I_3 Z_{s12}]; \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} U_{\Pi C} = U_{12,\text{pac}} - \\ - \frac{2}{3} [(I_1 + I_2)(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1} + \frac{3}{2} z_{22} L_1) + I_3 Z_{s12}]; \end{aligned} \quad (2.7)$$

$$U_{\Pi 2} = U_{12,\text{pac}} - \frac{2}{3} [(I_1 + I_2)Z_{s12} + I_3(Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2})]; \quad (2.8)$$

для схемы на рисунке 2.3,*б*

$$U_{\Pi 1} = U_{12,\text{pac}} - 2[I_{12}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + I_3 Z_{s12}]; \quad (2.9)$$

$$U_{\Pi 2} = U_{12,\text{pac}} - 2[I_{12}Z_{s12} + I_3(Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2})]; \quad (2.10)$$

для схемы на рисунке 2.3,*в*

$$U_{\Pi C} = U_{12,\text{pac}} - \frac{2}{3} [I_{12}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1} + \frac{3}{2} z_{22} L_1) + I_3 Z_{s12}]. \quad (2.11)$$

Зная токи присоединений питающих линии контактной сети подстанций и поста и напряжения на их шинах, могут быть найдены сопротивления, замеряемые защитами этих присоединений по формулам:

для схемы на рисунке 2.3,*а*

$$Z_{B1(B2)} = \frac{2(U_{12,\text{pac}} - \frac{2}{3} I_3 Z_{s12})}{I_1 + I_2} - \frac{4}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}); \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned} Z_{B5} = \frac{U_{12,\text{pac}} - \frac{2}{3} I_2 (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1} + \frac{3}{2} z_{22} L_1) - \frac{2}{3} I_3 Z_{s12}}{I_1} - \\ - \frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1} + \frac{3}{2} z_{22} L_1); \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$Z_{B7} = \frac{U_{12,pac} - \frac{2}{3}I_2Z_{s12} - \frac{2}{3}I_3(Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2})}{-I_1} + \frac{2}{3}Z_{s12}; \quad (2.14)$$

для схемы на рисунке 2.3,*б*

$$Z_{B1(B2)} = \frac{2(U_{12,pac} - 2I_3Z_{s12})}{I_{12}} - 4(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}); \quad (2.15)$$

$$Z_{B7} = \frac{U_{12,pac} - 2I_{12}Z_{s12}}{I_3} - 2(Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2}); \quad (2.16)$$

для схемы на рисунке 2.3,*в*

$$Z_{B5(B6)} = \frac{2U_{12,pac} - \frac{4}{3}I_3Z_{s12}}{I_{12}} - \frac{4}{3}\left(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1} + \frac{3}{2}z_{22}L_1\right). \quad (2.17)$$

Вывод основных формул выполнен применительно для двухпутных участков узловой схемы питания.

Для автоматизации вычислений при анализе поведения защиты, необходимом при разработке предложений по ее настройке и совершенствованию, разработана программа для ЭВМ «Программа расчета параметров короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока 25 кВ РАПКЗ» (выполнена в программе «MathCAD»), на которую получено свидетельство о государственной регистрации № 2017613520 [61].

2.4 Выводы по главе

1. Предложена однофазная схема замещения для расчета токов КЗ в тяговой сети при ее двухсторонней схеме питания, учитывающая связь двух смежных подстанций по линии 110(220) кВ, что значительно снижает методическую погрешность расчетов по нормативным документам.

2. Предложен способ получения точных параметров эквивалентной схемы сети энергосистемы для введения в результирующую схему замещения при недостаточной информации по сети.

3. Выведены основные формулы для расчета параметров КЗ применительно к расчетным схемам, иллюстрирующим различные случаи

КЗ, рассмотрение которых необходимо для всестороннего анализа поведения релейной защиты, и учитывающим взаимную связь двух смежных подстанций, что повышает точность расчетов.

4. Разработана программа для ЭВМ расчета параметров КЗ в тяговых сетях переменного тока 25 кВ, на которую получено Свидетельство о государственной регистрации в ФИПС. Программа позволяет получить относительно точные значения токов, напряжений и сопротивлений при КЗ в любой точке межподстанционной зоны.

3 СЕЛЕКТИВНАЯ И НЕСЕЛЕКТИВНАЯ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

3.1 Селективная и неселективная системы защиты тяговых сетей

Защиты всех выключателей контактной сети межподстанционной зоны образуют так называемую систему защиты от токов КЗ, в которой зоны и временные характеристики срабатывания защит связаны друг с другом [62-66; 132].

Надежность такой системы определяет эффективность работы устройств тягового электроснабжения и обеспечение минимальной повреждаемости контактной сети, достигаемой только за счет мгновенного, то есть без выдержки времени отключения КЗ в любой точке контактной сети межподстанционной зоны [67-74].

Широко известны и наиболее часто используются две системы защиты – селективная система защиты (ССЗ) и неселективная (НСЗ).

При ССЗ повреждение в любой точке межподстанционной зоны вызывает отключение только выключателей, ближайших к месту КЗ (рисунок 3.1,*a*). Так, при КЗ в точках К1, К2 и К3, отключаются только выключатели *в2* подстанции ТП1 и выключатель *в4* ПС.

Поэтому приходится выполнять трехступенчатыми с тремя зонами действия основные дистанционные защиты (защиты сопротивления) выключателей питающих линий контактной сети ТП и ПС. Для выключателя *в2* это будут ступени с зонами действия: I – без выдержки времени, то есть только с временем срабатывания измерительного органа дистанционной защиты $t_{3I} = t_3$ и II, III – с временем t_{3II} и t_{3III} , увеличенным на соответствующую величину выдержки (рисунок 3.1,*в*). Совместно они реализуют временную характеристику срабатывания защиты выключателя *в2*, показанную на рисунке 3.1,*г*.

Существует некоторая принятая условность в изображении зоны действия ступеней защиты (рисунок 3.1,*б*), заключающаяся в том, что истинные зоны их действия начинаются не от шин ТП, как для простоты принято показывать на схемах, и как это сделано и в настоящей работе, а за трансформаторами тока, размещаемыми за или перед выключателями присоединений питающих линий зоны [75-77; 133]. Например, применительно к рисунку 3.1,*б* истинная зона действия ступеней защиты выключателя *в2* начинается с сечения контактной сети по *a-a* за трансформатором тока ТТ, а не от шин подстанции ТП1.

Аналогичным образом показываются и зоны действия ступеней дистанционных защит выключателей ПС. Например, зоны действия первой, второй и третьей ступеней защиты выключателя *в4* поста настраиваются так, как это показано на рисунке 3.1,*д*. Вкупе они реализуют временную характеристику срабатывания, показанную на рисунке 3.1,*е*.

Длина зоны действия I первой ступени защит ССЗ выполняется обычно в $0,85 \cdot L$, где L – расстояние подстанция – пост (см. рисунок 3.1,*б,в*). В случае КЗ в точке КЗ, расположенной в зоне длиной в $0,15 \cdot L$ вблизи ПС, при ССЗ выключатель *в2* подстанции ТП1 отключится с суммарным временем $t_B + t_{3II}$, где t_B – время срабатывания выключателя, а t_{3II} – время срабатывания измерительного органа дистанционной защиты и выдержка времени второй ступени защиты (см. рисунок 3.1,*в*). С таким же временем выключатель *в4* ПС отключит КЗ в точке К1, находящейся в зоне $0,15 \cdot L$ вблизи ТП1.

Поскольку в устройствах электроснабжения используют современные вакуумные выключатели и микропроцессорные защиты [78; 79], можно принять t_B равным 0,04…0,06 с, а t_3 – 0,03…0,035 с. Время действия второй ступени защит ССЗ t_{3II} составит (0,03…0,035) с + 0,3 с, где 0,3 с ее выдержка времени.

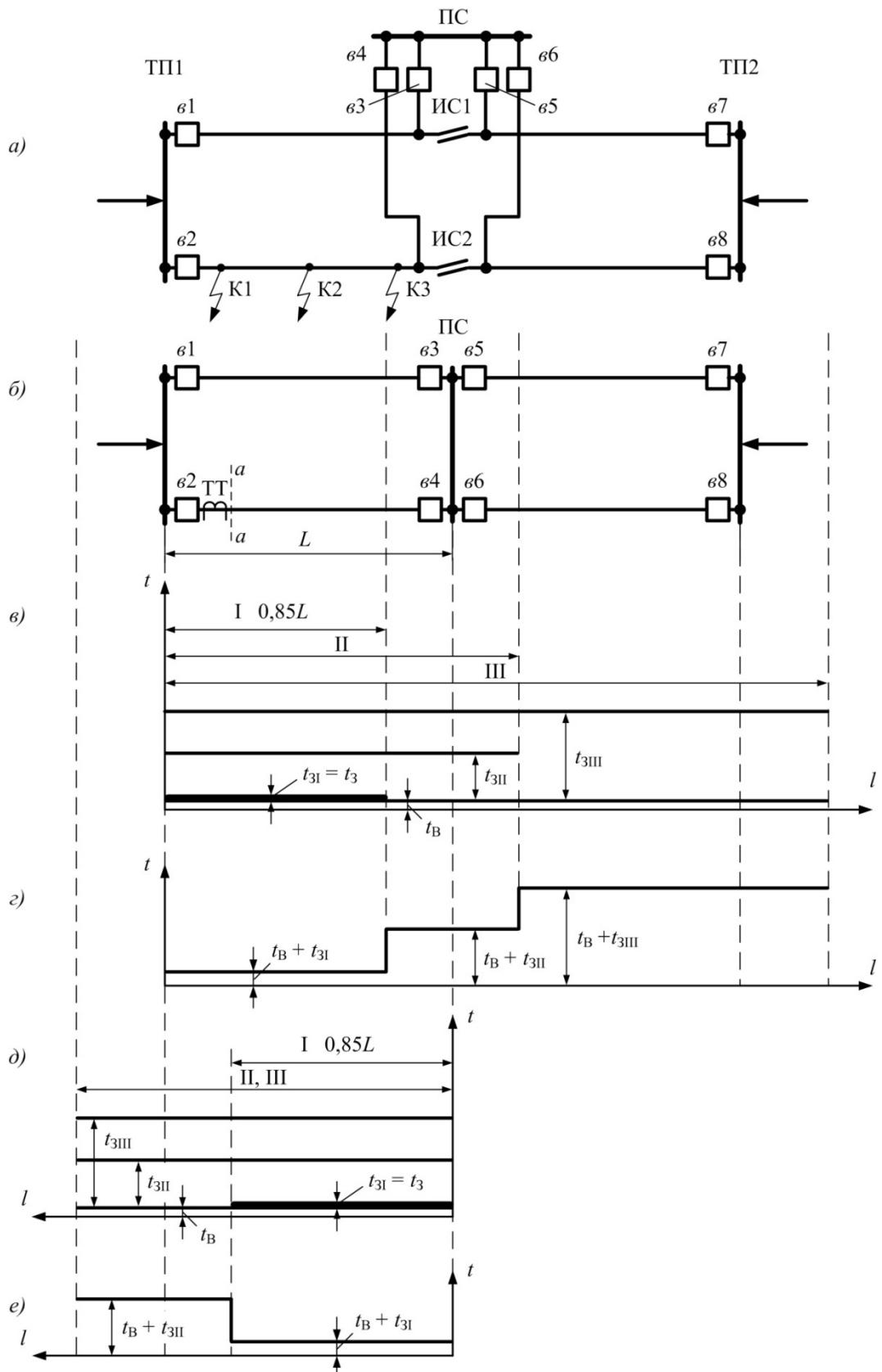


Рисунок 3.1 – Схема межподстанционной зоны ТП1–ТП2 с ПС (*а*) и ее расчетное начертание (*б*); графики селективности защит выключателей *e2* (*в*) и *e4* (*д*) и их временные характеристики срабатывания (*г* и *е*) при ССЗ

Таким образом, со стороны подстанций ТП1 и ТП2 к местам К1 и К3 в зоне $0,15 \cdot L$ вблизи подстанции ТП1 и ПС будут притекать токи КЗ в течение времени $t_B + t_{3\text{II}} = (0,04 \dots 0,06) \text{ с} + [(0,03 \dots 0,035) \text{ с} + 0,3 \text{ с}] = (0,37 \dots 0,395) \text{ с}$, то есть пока не отключатся выключатели $v2$ и $v4$.

Если в месте КЗ образуется электрическая дуга (происходит дуговое КЗ), то столь массированное воздействие токов КЗ почти наверняка приведет к пережогу контактных проводов.

НСЗ тяговой сети позволяет уменьшить вероятность пережога контактных проводов [73]. В случае ее применения все ступени защиты выключателей ТП и ПС выполняются без выдержек времени (рисунок 3.2, v_2, v_2) и с зоной действия, охватывающей всю межподстанционную зону $L > (L_1 + L_2)$. Поэтому КЗ в любой точке межподстанционной зоны приводит к отключению всех выключателей ТП, питающих эту зону, – $v1$, $v2$, $v7$ и $v8$, а также ближайшего к месту КЗ выключателя ПС, например $v4$ при повреждении в точке К2.

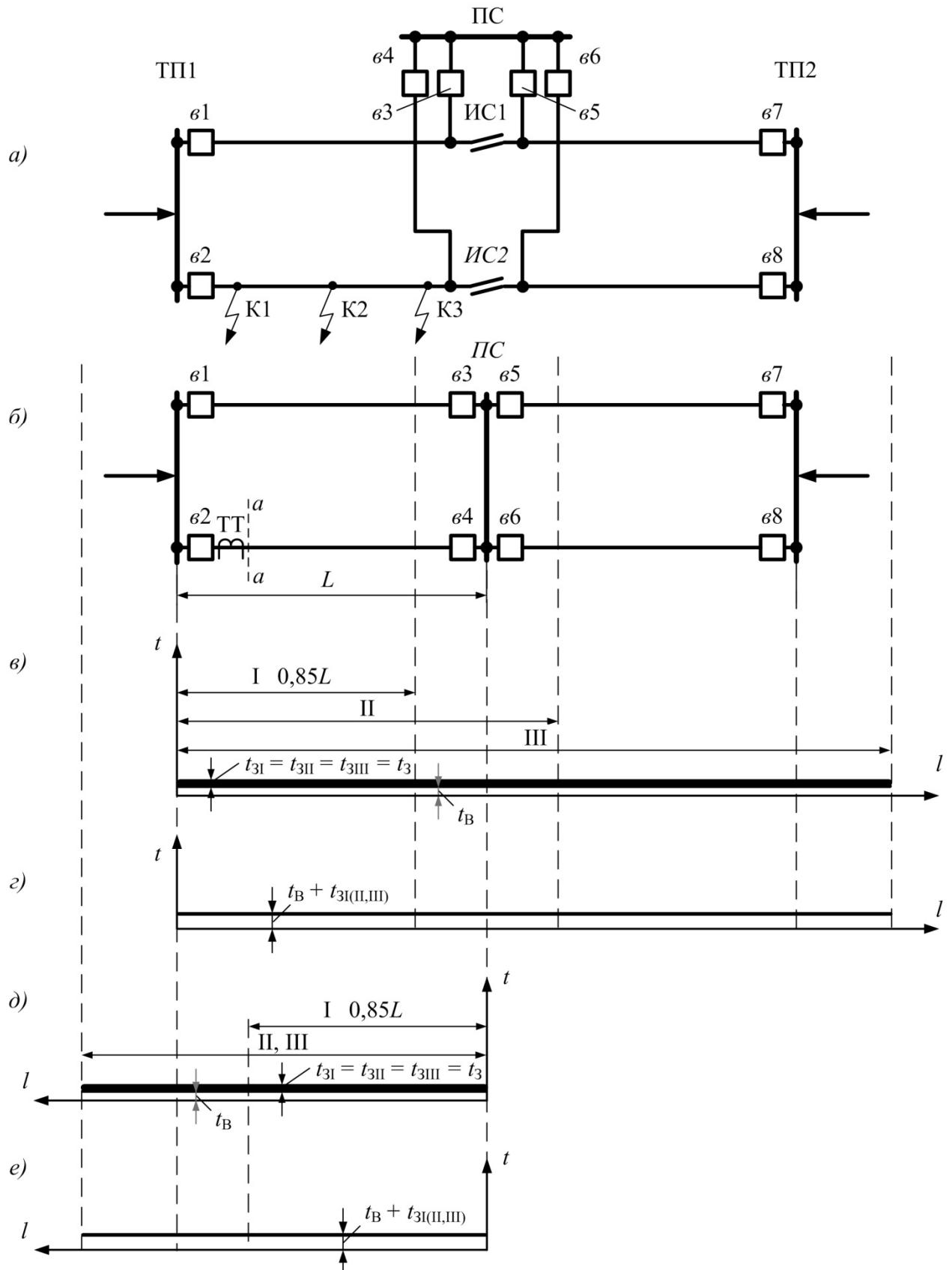


Рисунок 3.2 – Схемы (а) и (б) те же, что и на рисунке 3.1; графики селективности защит выключателей 62 (в) и 64 (д) и их временные характеристики срабатывания (г и е) при НСЗ

Естественно, что при такой системе защиты вероятность пережога контактных проводов будет существенно меньше, чем при ССЗ. К сожалению, в данной ситуации придется мириться с временным обесточиванием всей межподстанционной зоны, что может привести к нежелательным нарушениям графика движения поездов. Именно поэтому НСЗ не получила широкого распространения и чаще всего применяется на участках железных дорог с ПС на разъединителях.

3.2 Частично-неселективная система защиты от токов КЗ

Уменьшить вероятность пережога контактных проводов можно выбором уставок защит с возможным неселективным отключением некоторых участков сети [70; 80-86]. Этот способ, позволяющий наиболее быстро отключить повреждение в пределах всей защищаемой зоны, лежит в основе новой системы защиты, так называемой «частично-неселективной» (ЧНСЗ). Существуют два ее варианта.

Первый вариант [84], предложенный д.т.н. Л.А. Германом и к.т.н. В.А. Зимаковым, реализуется следующим образом. Основные дистанционные защиты межподстанций зоны выполнены, как и при ССЗ, трехступенчатыми, причем зоны действия вторых и третьих ступеней защит (зоны II и III соответственно) имеют выдержку времени (например, для выключателя ω_2 так, как это показано на рисунке 3.1, ω_2), а дистанционные защиты всех выключателей ПС приняты во всех ступенях с нулевыми выдержками времени (например, для выключателя ω_4 , рисунок 3.2, ω_4).

Кроме того, выключатели всех присоединений питающих линий ПС оборудуют устройствами зависимого АПВ,ключающими выключатель поврежденной питающей линии только после того, как появляется напряжение перед выключателем со стороны контактной сети. В данном случае ЧНСЗ работает следующим образом.

При КЗ в точке К1 (в зоне $0,15 \cdot L$ вблизи ТП1) неселективно, с нулевой выдержкой времени отключаются выключатели $v3$ и $v4$ ПС. На ТП защиты работают в штатном режиме, то есть отключается выключатель того присоединения питающей линии, в зоне которого находится К1 (выключатель $v2$). Затем по зависимому АПВ выключателей питающих линий ПС контактной сети включается та питающая линия, в зоне которой не было КЗ.

Если замыкание было проходящим, то есть после снятия напряжения с контактной сети оно исчезло, то по зависимому АПВ включаются оба отключившихся присоединения питающих линий ПС. Точно так же работает защита, если присоединения ПС неселективно отключились при КЗ на станционной питающей линии или в системе «два провода – рельс». Таким образом, КЗ отключается с нулевой выдержкой времени, а зависимое АПВ ПС исправляет неселективное отключение присоединения ПС.

При КЗ в точке К3 в зоне $0,15 \cdot L$ вблизи ПС селективно, без выдержки времени отключаются выключатель $v4$ присоединения ПС и выключатель $v2$ присоединения ТП1 от второй ступени защиты с выдержкой времени. Поэтому вероятность пережога контактных проводов в рассмотренном варианте сохраняется, но она становится примерно в два раза меньше, чем при ССЗ.

Второй вариант ЧНСЗ [85; 86] предложен д.т.н. В.Н. Пузыниным и автором настоящей работы. В нем одновременно решаются сразу две проблемы: обеспечивается отключение КЗ в любой точке межподстанционной зоны без выдержки времени (как и при НСЗ) и одновременно многократно сокращаются зоны и число неселективных отключений выключателей (по сравнению с НСЗ).

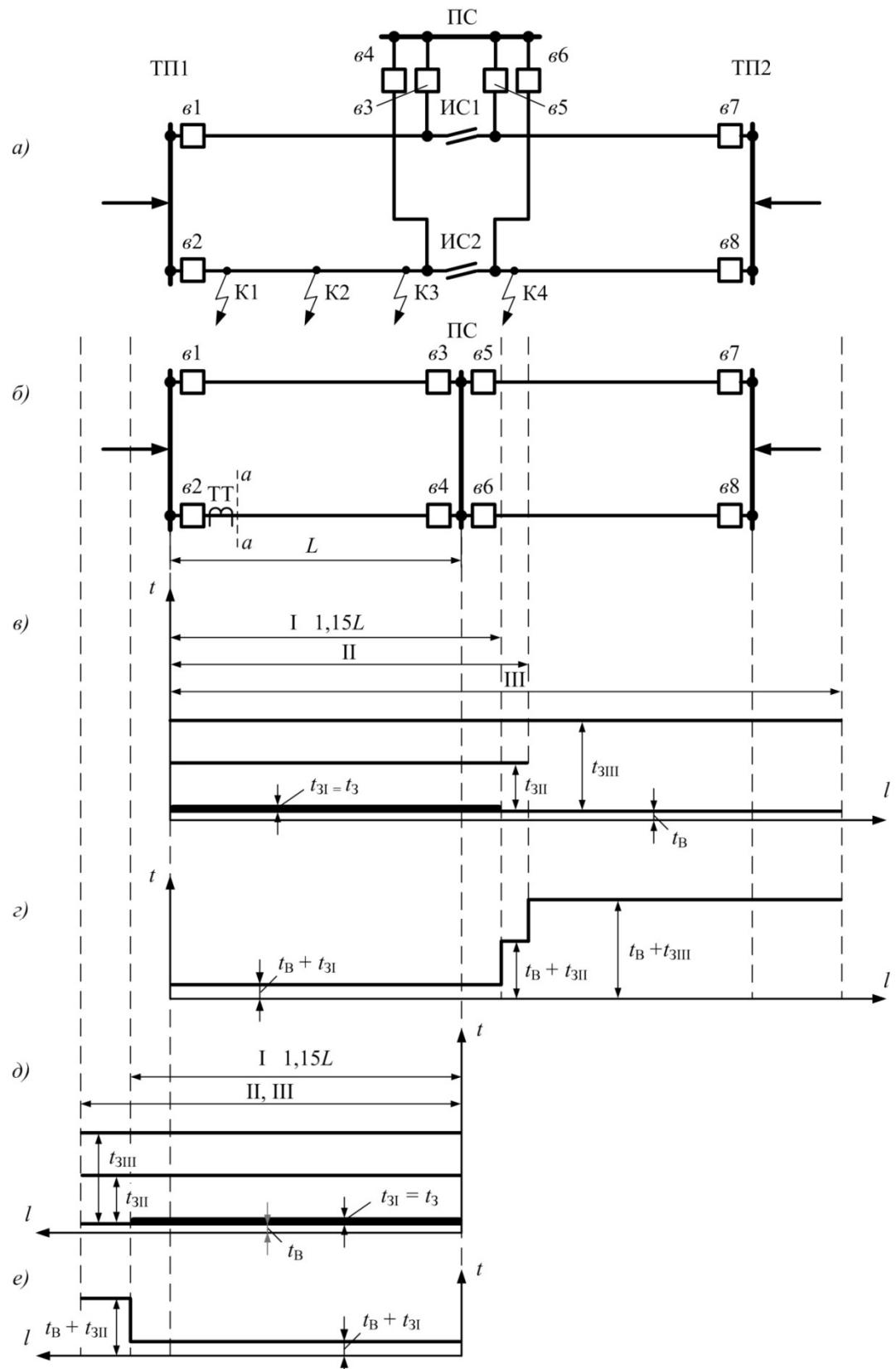


Рисунок 3.3 – Схемы (а) и (б) те же, что и на рисунке 3.1; графики селективности защит выключателей e_2 (с) и e_4 (д) и их временные характеристики срабатывания (з и е) при втором варианте ЧНСЗ

В таком случае защиты выключателей присоединений ТП и ПС выполняются трехступенчатыми, как и при ССЗ. Однако, длина зоны действия I первых ступеней дистанционных защит без выдержки времени увеличиваются с $0,85$ до $1,15 \cdot L$, где L – расстояние подстанция – пост. Графики селективности защит выключателей σ_2 и σ_4 показаны на рисунке 3.3, σ_d , а реализуемые ими временные характеристики срабатывания на рисунке 3.3, σ_e .

Во втором варианте частично-неселективной системы защиты КЗ в любой точке межподстанционной зоны будут отключаться без выдержки времени. Однако при КЗ в зонах, меньших $0,15 \cdot L$, вблизи ПС, неселективно (без выдержки времени) будут отключаться также выключатели ТП1 и ТП2 неповрежденных зон, а при КЗ в зонах, меньших $0,15 \cdot L$, вблизи ТП – выключатель неповрежденной зоны ПС.

При этом время протекания всех токов КЗ ($t_B + t_{3I}$) от ТП1 и ТП2 минимально – $(0,04 \dots 0,06)$ с + $(0,03 \dots 0,035)$ с = $(0,07 \dots 0,095)$ с. Это означает, что при таком способе организации защиты вероятность пережога контактных проводов, как и при НСЗ, крайне мала.

Более того, вследствие взаимодействия токов КЗ в контактных сетях параллельных путей межподстанционной зоны реальные зоны неселективных отключений выключателей, именуемые истинными зонами неселективности, существенно меньше $0,15 \cdot L$, что будет показано ниже.

Теперь остановимся на особенностях расчета уставок защит исследуемой системы.

Расчет уставок второй и третьей ступеней дистанционных защит ЧНСЗ, повторяющих защиты селективной системы, а также их отстройка от режима нагрузки по углу уставки описаны в работах [2; 3].

Сопротивление срабатывания первой ступени защит ЧНСЗ для двухпутного участка (рисунок 3.3, δ) должно быть определено по выражению:

$$Z_{C31} = \kappa_C \cdot 2 \cdot z_{22} \cdot L, \quad (3.1)$$

где κ_C – коэффициент чувствительности, равный 1,15.

Отстройка от нагрузки первой ступени дистанционных защит ЧНСЗ в случае выполнения ее направленной (на ТП или ПС) производится по углу сдвига фаз между током и напряжением, аналогично отстройке второй и третьей ступени. При КЗ угол фазового сдвига тягового тока увеличивается до 60-65°[87].

Первая ступень может быть выполнена ненаправленной (на ТП), при соблюдении условия отстройки от нагрузочного режима:

$$Z_{C31} \leq \frac{z_{Hmin}}{k_3}, \quad (3.2)$$

где z_{Hmin} – минимальное сопротивление нагрузки

k_3 – коэффициент запаса, равный 1,15...1,3 [2; 3].

Это должно обеспечить несрабатывание защит ЧНСЗ при характеристике срабатывания, имеющей вид окружности с центром в начале координат, отличающейся большим количеством ложных отключений [88; 89].

Характеристики срабатывания направленной (ДЗН1) и ненаправленной (ДЗ1) первой ступени и направленной (ДЗН2) второй ступени дистанционных защит ЧНСЗ приведены на рисунке 3.4, где штрихпунктирной линией показана характеристика срабатывания ненаправленной первой ступени защиты при селективной системе.

Таким образом, можно утверждать, что второй вариант ЧНСЗ (далее ЧНСЗ) превосходит рассмотренные выше системы защиты контактной сети переменного тока.

Важно отметить, что к такому способу организации защиты можно легко перейти от ССЗ простым удлинением первых зон всех защит ТП и ПС от 0,85 до $1,15 \cdot L$, а неселективные отключения выключателей, в свою очередь, могут быть исправлены АПВ.

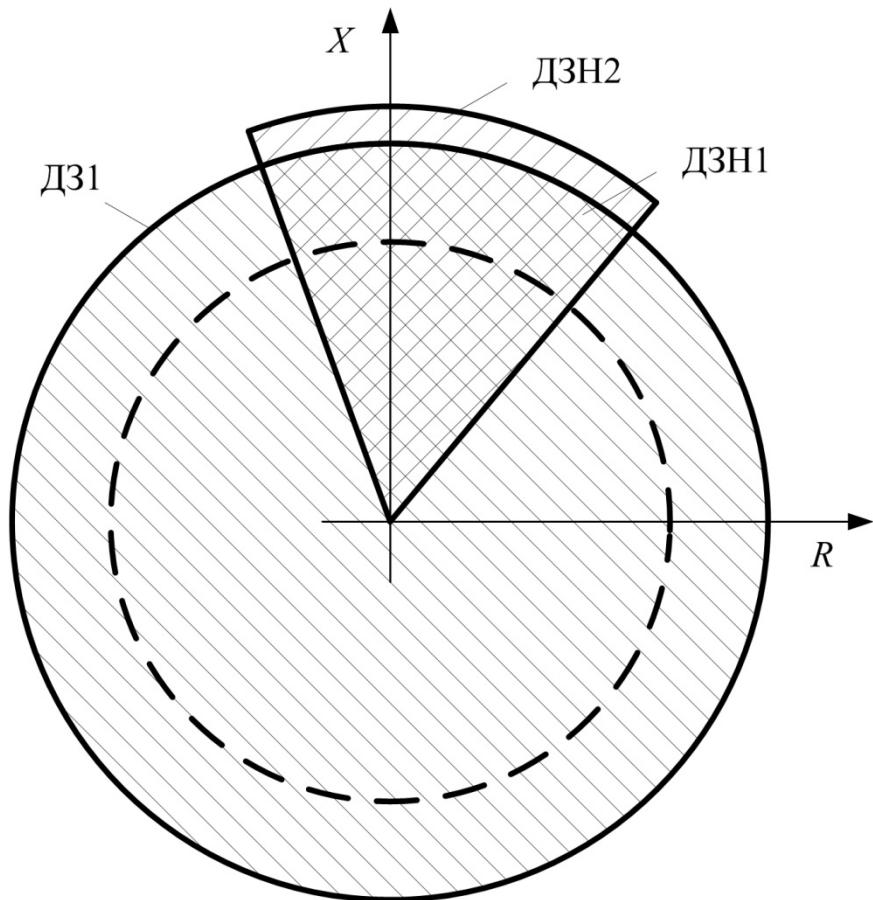


Рисунок 3.4 – Угловые характеристики срабатывания первой ступени дистанционных защит

В результате перехода на ЧНСЗ число ложных отключений выключателей питающих линий ТП и ПС уменьшится, а, значит, повысится надежность электроснабжения тяговой сети.

Данная система защиты реализована на участке Муром – Вековка Горьковской железной дороги с помощью интеллектуальных терминалов «ИнТер-27,5-ФКС». Ранее на этом участке использовали НСЗ.

3.3 Анализ специфических режимов работы ЧНСЗ

Выполнение дистанционных защит ЧНСЗ от токов КЗ с увеличенной зоной действия первой ступени без выдержки времени, как уже отмечалось, делает возможным мгновенное, то есть без выдержки времени отключение КЗ в пределах всей защищаемой зоны.

Такое решение в организации защиты от токов КЗ, кроме того, может стать причиной неселективного действия ряда защит системы при повреждении вблизи подстанций или поста и поэтому требует отдельного изучения.

Для определения характера неселективных отключений выключателей при ЧНСЗ найдем величину зоны неселективного действия защит системы, то есть реальную длину участка настраиваемой зоны защит, выходящего за пределы защищаемой зоны.

В исследовании [55], в котором оценивается возможность использования на присоединениях питающих линий ПС дистанционных защит во всех ступенях с нулевыми выдержками времени, для решения аналогичной задачи принят графоаналитический способ. Это обусловлено невозможностью аналитического решения из-за трансцендентного характера уравнений, получаемых при применении на ПС дистанционных защит с круговой характеристикой срабатывания, проходящей через начало координат.

В настоящее время наибольшее распространение в тяговых сетях получили дистанционные защиты с круговой характеристикой, симметрично расположенной относительно начала координат (на ТП) и защиты с лучевой характеристикой срабатывания (на ТП и ПС) [2; 3]. Использование указанных характеристик срабатывания позволяет получить алгебраические (линейные) уравнения и тем самым решить задачу определения характера неселективных отключений аналитически.

Воспользуемся полученными ранее формулами для определения параметров КЗ применительно к расчетным схемам на рисунке 2.3, где сопротивление, замеряемое защитой выключателя $v1(v2)$ для случая, на рисунке 2.3,*a* может быть найдено по формуле (2.12).

Уставка первой ступени дистанционной защиты выключателей подстанций для расчетной схемы на рисунке 2.3,*a* определяется из выражения (3.1).

Раскроем формулу (2.12), подставив в нее аналитические выражения для токов, полученные из системы уравнений (2.3) и приравняв ее правую часть с правой частью выражения (3.1) после некоторых преобразований получим:

$$q_1 = \frac{b_{11}(m_1 n_3 - m_1 n_2 + m_3 n_2 - m_2 m_3 - m_2 n_3 + m_2^2) - c_{11}(m_1 p_3 - m_1 n_3 + m_2 n_3 - 2m_2 p_3 + 2m_3 n_3 - m_3 n_2 + m_2 n_3 + n_2 p_3 - m_3^2 - n_3^2)}{m_3^2 n_2 - 2m_2 m_3 n_3 + m_1 n_3^2 - m_1 n_2 p_3 + m_2^2 p_3} \quad (3.3)$$

где

$$q_1 = 2U_{12,\text{pac}}; \quad (3.4)$$

$$b_{11} = \frac{4}{3} U_{12,\text{pac}} \cdot Z_{s12}; \quad (3.5)$$

$$c_{11} = U_{12,\text{pac}} \cdot \left[\frac{4}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + \kappa_{OTC} \cdot 2z_{22}L_1 \right]; \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} m_1 &= \frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{22}L_1 + \\ &+ z_{21}(L_2 - l_k) + 2z_{-1,2}l_k + Z_\vartheta; \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} m_2 &= \frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{22}L_1 + \\ &+ (z_{21} - z_{-1,2})(L_2 - l_k) + Z_\vartheta; \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$m_3 = \frac{2}{3} Z_{s12} + z_{-1,2}l_k + Z_\vartheta; \quad (3.9)$$

$$n_2 = \frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{22}L_1 + z_{21}(L_2 - l_k) + Z_\vartheta; \quad (3.10)$$

$$n_3 = \frac{2}{3} Z_{s12} + Z_\vartheta; \quad (3.11)$$

$$p_3 = \frac{2}{3} (Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2}) + z_{21}l_k + Z_\vartheta. \quad (3.12)$$

Представив, что

$$m_1 = a - a_4 l_k + 2s_1 l_k; \quad (3.13)$$

$$m_2 = a - a_2 - a_4 l_k + s_1 l_k; \quad (3.14)$$

$$m_3 = s + s_1 l_k; \quad (3.15)$$

$$n_2 = a - a_4 l_k; \quad (3.16)$$

$$n_3 = s; \quad (3.17)$$

$$p_3 = d + a_4 l_k. \quad (3.18)$$

где

$$a = \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{22}L_1 + z_{21}L_2 + Z_3; \quad (3.19)$$

$$a_4 = z_{21}; \quad (3.20)$$

$$a_2 = z_{-12}L_2; \quad (3.21)$$

$$s = \frac{2}{3}Z_{s12} + Z_3; \quad (3.22)$$

$$s_1 = z_{-12}; \quad (3.23)$$

$$d = \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{tp2}) + Z_3, \quad (3.24)$$

и выполнив преобразования, запишем выражение (3.3) в виде

$$q_1 = \frac{g_{11}l_k + f_{11}}{w_1l_k + e_1l_k^2 + r_1}, \quad (3.25)$$

где

$$g_{11} = c_{11}a_2s_1 - 2c_{11}a_2a_4 + 2b_{11}a_2a_4 - b_{11}a_2s_1; \quad (3.26)$$

$$f_{11} = 2c_{11}a_2s - 2c_{11}a_2d - 2b_{11}aa_2 + 2b_{11}a_2s + b_{11}a_2^2; \quad (3.27)$$

$$w_1 = 2a_2ss_1 - 2aa_2a_4 + a_2^2a_4 + 2a_2a_4 - 2a_2s_1d; \quad (3.28)$$

$$e_1 = as_1^2 - 2ss_1^2 + 2a_2a_4^2 - 2a_2a_4s_1 + s_1^2d; \quad (3.29)$$

$$r_1 = 2a_2s^2 - 2aa_2d + a_2^2d. \quad (3.30)$$

Умножив обе части выражения (3.25) на его знаменатель и перенеся все его члены в левую часть получим квадратное уравнение с независимой переменной l_k :

$$q_1e_1l_k^2 + (q_1w_1 - g_{11})l_k + (q_1r_1 - f_{11}) = 0. \quad (3.31)$$

Решением полученного уравнения будет:

$$l_k = \frac{-(q_1w_1 - g_{11}) - \sqrt{(q_1w_1 - g_{11})^2 - 4q_1e_1(q_1r_1 - f_{11})}}{2q_1e_1}. \quad (3.32)$$

Таким образом, истинная величина зоны неселективного действия защит выключателей $\sigma 1$ и $\sigma 2$ подстанции 1 при ЧНСЗ для расчетной схемы на рисунке 2.3, a будет равна

$$l_{\text{ИЗН.в1(в2)}} = L_2 - l_k \quad (3.33)$$

или

$$l_{\text{ИЗН.в1(в2)}} = L_2 - \left| \frac{-(q_1 w_1 - g_{11}) - \sqrt{(q_1 w_1 - g_{11})^2 - 4q_1 e_1 (q_1 r_1 - f_{11})}}{2q_1 e_1} \right|. \quad (3.34)$$

Выполнив аналогичные действия относительно защит выключателей $v7$ подстанции 2 и $v5$ поста рассматриваемой расчетной схемы (рисунок 2.3,*a*), получим выражения, определяющие длину истинной зоны неселективного действия защит указанных выключателей:

– для защиты выключателя $v7$ подстанций 1

$$l_{\text{ИЗН.в7}} = L_2 - \left| \frac{-(q_2 w_1 - g_{17}) - \sqrt{(q_2 w_1 - g_{17})^2 - 4q_2 e_1 (q_2 r_1 - f_{17})}}{2q_2 e_1} \right|. \quad (3.35)$$

где

$$q_2 = U; \quad (3.36)$$

$$\begin{aligned} g_{17} = & 2(z_{17} + b_{17})ss_1 + (b_{17} - z_{17} + 2c_{17})a_2a_4 - \\ & -(z_{17} + b_{17})s_1d - (z_{17} + b_{17})as_1 + (z_{17} - c_{17})a_2s_1; \end{aligned} \quad (3.37)$$

$$\begin{aligned} f_{17} = & (z_{17} - b_{17} + 2c_{17})a_2s - (z_{17} - b_{17})a_2d - \\ & -2c_{17}aa_2 + c_{17}a_2^2; \end{aligned} \quad (3.38)$$

при том что

$$b_{17} = U_{12,\text{pac}} \cdot \left[\kappa_{\text{OTC}} \cdot 2z_{22}L_2 - \frac{2}{3}Z_{s12} \right]; \quad (3.39)$$

$$z_{17} = \frac{2}{3}U_{12,\text{pac}} \cdot Z_{s12}; \quad (3.40)$$

$$c_{17} = \frac{2}{3}U_{12,\text{pac}} \cdot (Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{\text{tp2}}); \quad (3.41)$$

– для защиты выключателя $v5$ поста

$$l_{\text{ИЗН.в5}} = \left| \frac{-(q_2 w_1 - g_{15}) - \sqrt{(q_2 w_1 - g_{15})^2 - 4q_2 e_1 (q_2 r_1 - f_{15})}}{2q_2 e_1} \right|, \quad (3.42)$$

где

$$\begin{aligned} g_{15} = & 2(z_{15} - b_{15})ss_1 - (z_{15} + b_{15} - 2c_{15})a_2a_4 + \\ & +(b_{15} - z_{15})s_1d + (b_{15} - z_{15})as_1 + (z_{15} - c_{15})a_2s_1; \end{aligned} \quad (3.43)$$

$$f_{15} = (z_{15} + b_{15} + 2c_{15})a_2s - (z_{15} + b_{15})a_2d - 2c_{15}aa_2 + c_{15}a_2^2, \quad (3.44)$$

при том что

$$b_{15} = U_{12,\text{pac}} \left[\kappa_{\text{OTC}} \cdot 2z_{22}L_2 + \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp1}} + \frac{3}{2}z_{22}L_1) \right]; \quad (3.45)$$

$$z_{15} = \frac{2}{3}U_{12,\text{pac}} \cdot (Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp1}} + \frac{3}{2}z_{22}L_1); \quad (3.46)$$

$$c_{15} = \frac{2}{3}U_{12,\text{pac}} \cdot Z_{s12}. \quad (3.47)$$

Для расчетных схем на рисунке 2.3,б,в выражения для определения истинной величины зоны неселективного действия защит соответствующих выключателей примут вид:

– для защит выключателей $\nu 1$ и $\nu 2$ схемы на рисунке 2.3,б

$$l_{\text{ИЗН.}\nu 1(\nu 2)} = \frac{-(q_1w_2 - g_{21}) - \sqrt{(q_1w_2 - g_{21})^2 - 4q_1e_2(q_1r_2 - f_{21})}}{2q_1e_2}, \quad (3.48)$$

где

$$w_2 = a_4d + 2a_1a_4 - aa_4 + 2as_1 - 2a_1s_1 - 2ss_1; \quad (3.49)$$

$$e_2 = 2a_4s_1 - a_4^2 - s_1^2; \quad (3.50)$$

$$r_2 = ad - a_1d + aa_1 - a_1^2 - s^2; \quad (3.51)$$

$$g_{21} = (c_{21} - b_{21})a_4 + (b_{21} - c_{21})s_1; \quad (3.52)$$

$$f_{21} = (b_{21} - c_{21})a_1 - (b_{21} + c_{21})s + b_{21}d + c_{21}a, \quad (3.53)$$

при том что

$$a_1 = z_{21}L_2 \quad (3.54)$$

$$b_{21} = U_{12,\text{pac}} \left[\kappa_{\text{OTC}} \cdot 2z_{22}L_1 + \frac{4}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp1}}) \right]; \quad (3.55)$$

$$c_{21} = \frac{4}{3}U_{12,\text{pac}} \cdot Z_{s12}; \quad (3.56)$$

– для защиты выключателя $\nu 7$ схемы на рисунке 2.3,б

$$l_{\text{ИЗН.}\nu 7} = \frac{-(q_2w_2 - g_{27}) - \sqrt{(q_2w_2 - g_{27})^2 - 4q_2e_2(q_2r_2 - f_{27})}}{2q_2e_2}, \quad (3.57)$$

где

$$g_{27} = (c_{27} - b_{27})a_4 + (b_{27} - c_{27})s_1; \quad (3.58)$$

$$f_{27} = (b_{27} - c_{27})a_1 - (b_{27} + c_{27})s + b_{27}d + c_{27}a, \quad (3.59)$$

при том что

$$b_{27} = \frac{2}{3}U_{12,\text{pac}} \cdot Z_{s12}; \quad (3.60)$$

$$c_{27} = U_{12,\text{pac}} \left[\kappa_{\text{OTC}} \cdot 2z_{22}L_2 + \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s2} + Z_{\text{tp2}}) \right]; \quad (3.61)$$

– для защит выключателя *в5(в6)* схемы на рисунке 2.3,*в*

$$l_{\text{ИЗН.в5(в6)}} = \frac{f_{35} - q_1 r_{35}}{q_1 w_{35}}, \quad (3.62)$$

где

$$w_{35} = a_5 d + a_3 a_5 - 2a_5 s; \quad (3.63)$$

$$r_{35} = a_3 d - s^2; \quad (3.64)$$

$$f_{35} = b_{35}a_3 - b_{35}s + c_{35}d - c_{35}s, \quad (3.65)$$

при том что

$$a_3 = \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp1}}) + z_{22}(L_1 + L_2) + Z_3; \quad (3.66)$$

$$a_5 = z_0; \quad (3.67)$$

$$b_{35} = \frac{4}{3}U_{12,\text{pac}} \cdot Z_{s12}; \quad (3.68)$$

$$c_{35} = U_{12,\text{pac}} \left[\kappa_{\text{OTC}} \cdot 2z_{22}L_2 + \frac{4}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{\text{tp1}} + \frac{3}{2}z_{22}L_1) \right]. \quad (3.69)$$

На основании результатов расчета по полученным аналитическим выражениям определим характер неселективных отключений выключателей в различных случаях КЗ (см. рисунок 2.3).

При расчете принимаем параметры расчетных участков между подстанциями ТП-1 – ТП-2, ТП-3 – ТП-4 на рисунке 1.12 и ТП-1 – ТП-2 (далее обозначается как ТП-1 – ТП-2*), ТП-12 – ТП-13 на рисунке 1.16. Рассматривались варианты питания межподстанционной зоны от понижающих трансформаторов различной мощностью (16, 25, 40 и 2x40 МВ·А).

Результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета величины истинной зоны неселективного действия защит ЧНСЗ

Мощность понижающих трансформаторов на соответствующем участке схемы, МВА		Величина зоны неселективного действия защит соответствующих выключателей, км					
		$\epsilon_1(\epsilon_2)$		ϵ_7		$\epsilon_5(\epsilon_6 – \text{для схемы рисунок 2.3,в})$	
		Схема рисунок 2.3,а	Схема рисунок 2.3,б	Схема рисунок 2.3,а	Схема рисунок 2.3,б	Схема рисунок 2.3,а	Схема рисунок 2.3,в
16	ТП-1–ТП-2	1,035	1,558	0,854	10,111	1,261	1,043
	ТП-3–ТП-4	1,023	1,553	0,87	10,218	1,253	1,039
	ТП-1–ТП-2*	1,02	1,552	0,878	10,252	1,255	1,043
	ТП-12–ТП-13	1,021	1,553	0,876	10,241	1,256	1,043
25	ТП-1–ТП-2	1,031	1,573	0,848	9,907	1,191	1,014
	ТП-3–ТП-4	1,016	1,567	0,868	10,037	1,182	1,01
	ТП-1–ТП-2*	1,011	1,566	0,877	10,079	1,186	1,016
	ТП-12–ТП-13	1,014	1,566	0,875	10,067	1,188	1,016
40	ТП-1–ТП-2	1,028	1,59	0,84	9,691	1,13	0,989
	ТП-3–ТП-4	1,01	1,582	0,864	9,844	1,121	0,984
	ТП-1–ТП-2*	1,004	1,581	0,875	9,89	1,127	0,994
	ТП-12–ТП-13	1,007	1,581	0,872	9,878	1,129	0,994
2x40	ТП-1–ТП-2	1,026	1,611	0,83	9,423	1,069	0,964
	ТП-3–ТП-4	1,004	1,601	0,857	9,6	1,06	0,959
	ТП-1–ТП-2*	0,996	1,6	0,871	9,651	1,069	0,974
	ТП-12–ТП-13	0,999	1,601	0,868	9,64	1,07	0,973

На основании полученных результатов расчетов строим зависимости их иллюстрирующие (рисунки 3.5 – 3.10).

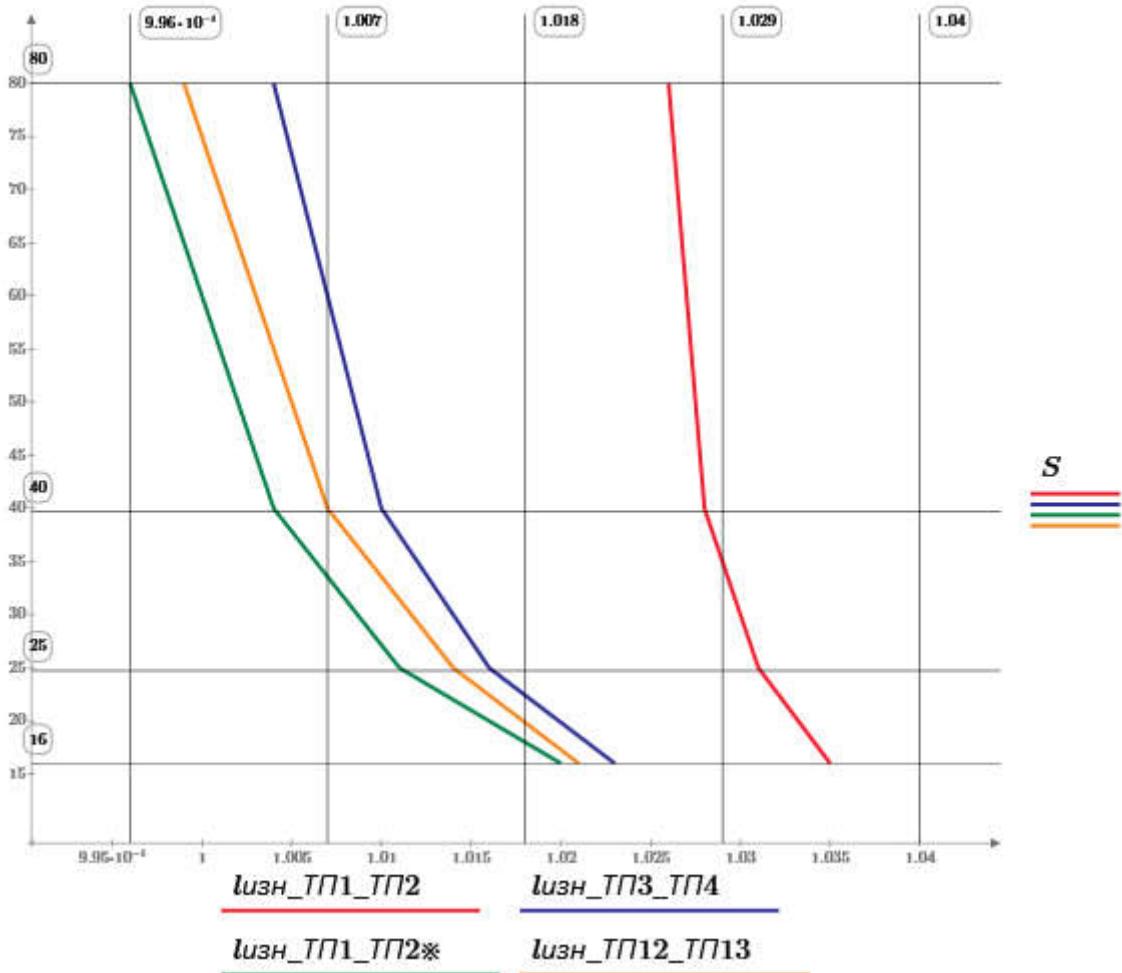


Рисунок 3.5 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защит ЧНСЗ от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя $в1(2)$ схемы на рисунке 2.3, $а$

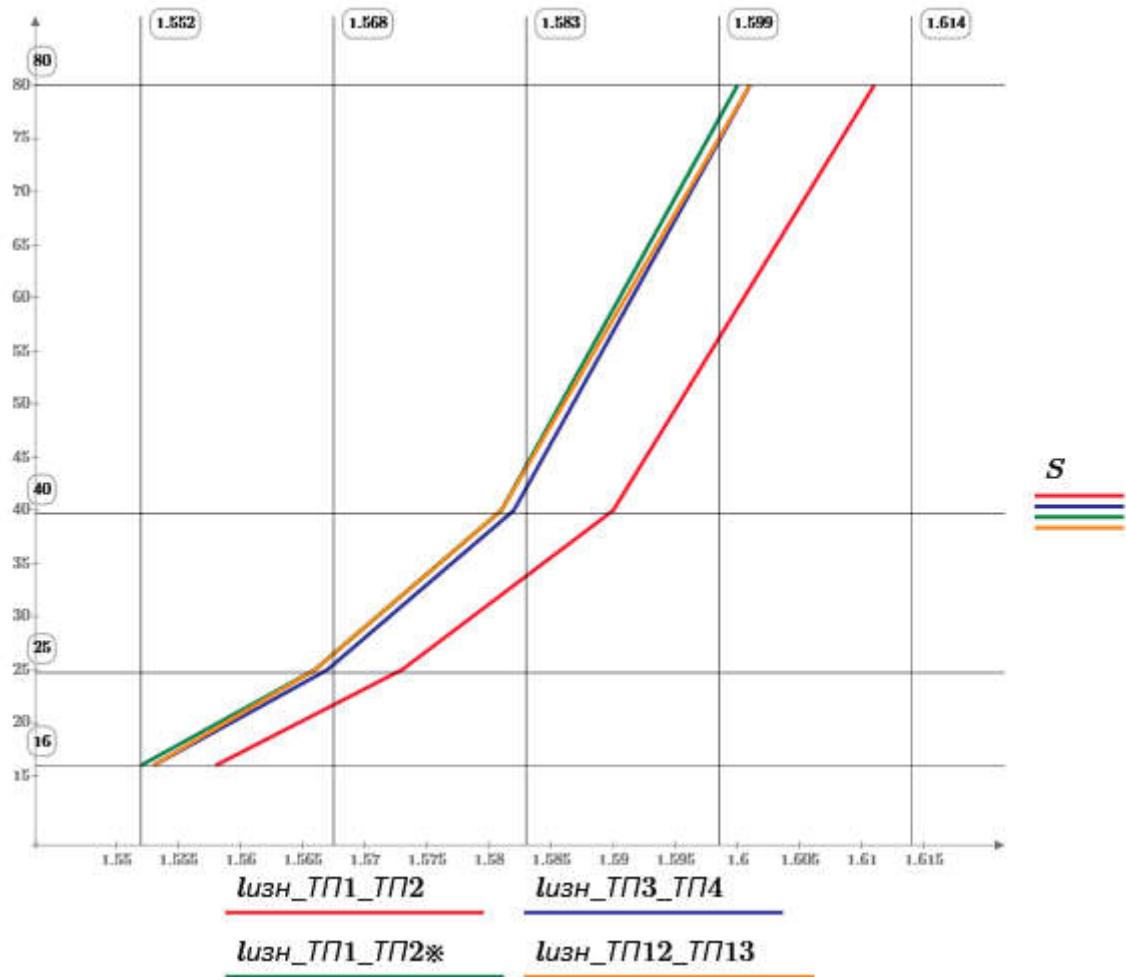


Рисунок 3.6 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защит ЧНСЗ от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя $v1(2)$ схемы на рисунке 2.3, δ

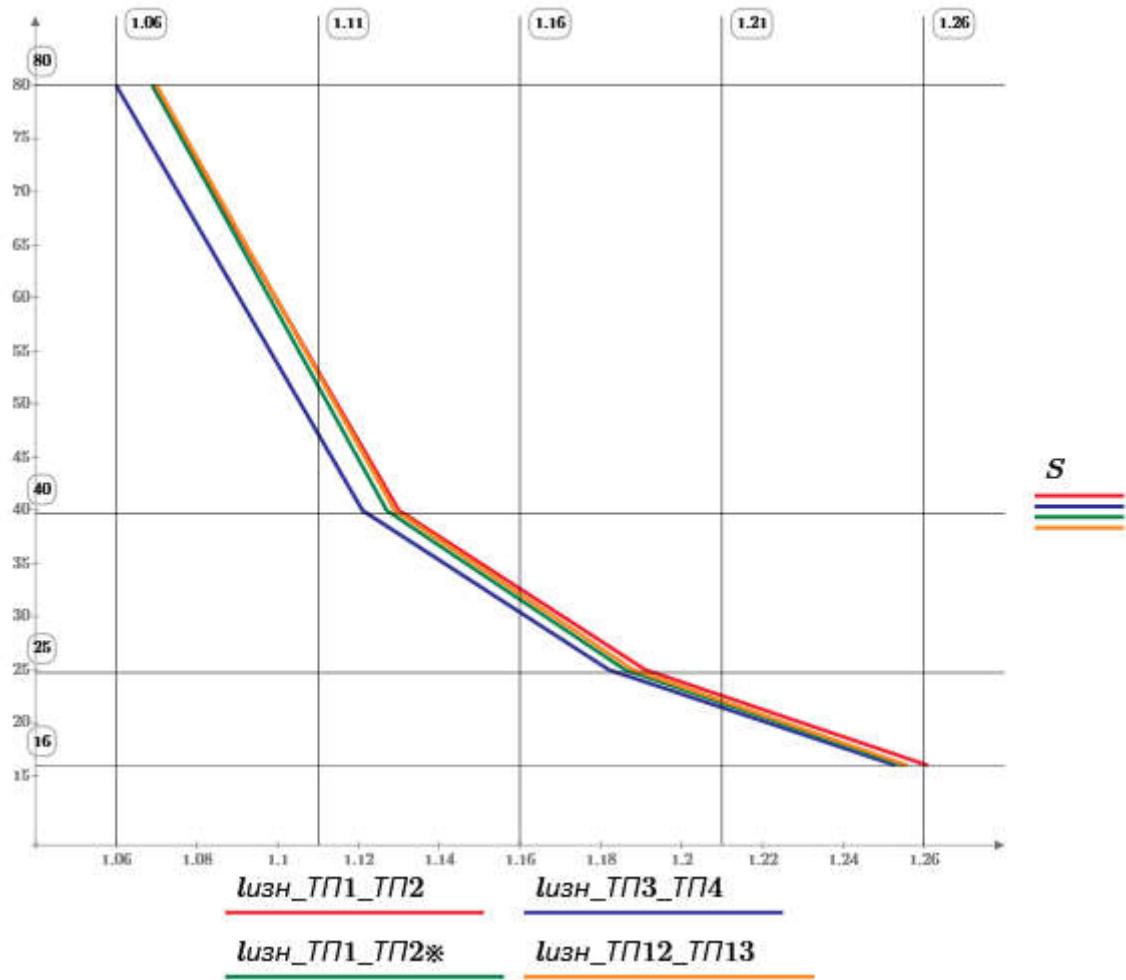


Рисунок 3.7 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защит ЧНСЗ от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя $в5(6)$ схемы на рисунке 2.3, $а$

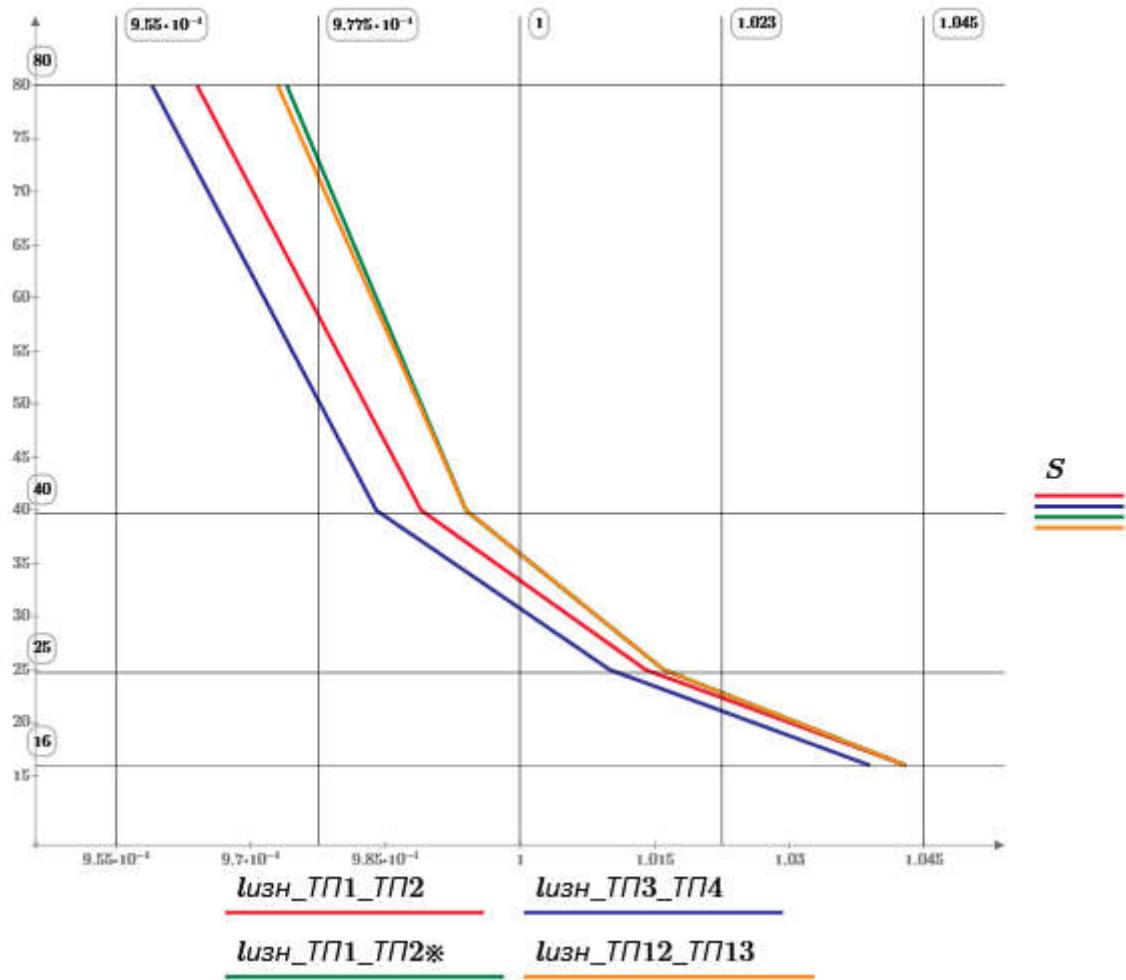


Рисунок 3.8 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защит ЧНСЗ от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя в5(6) схемы на рисунке 2.3, в

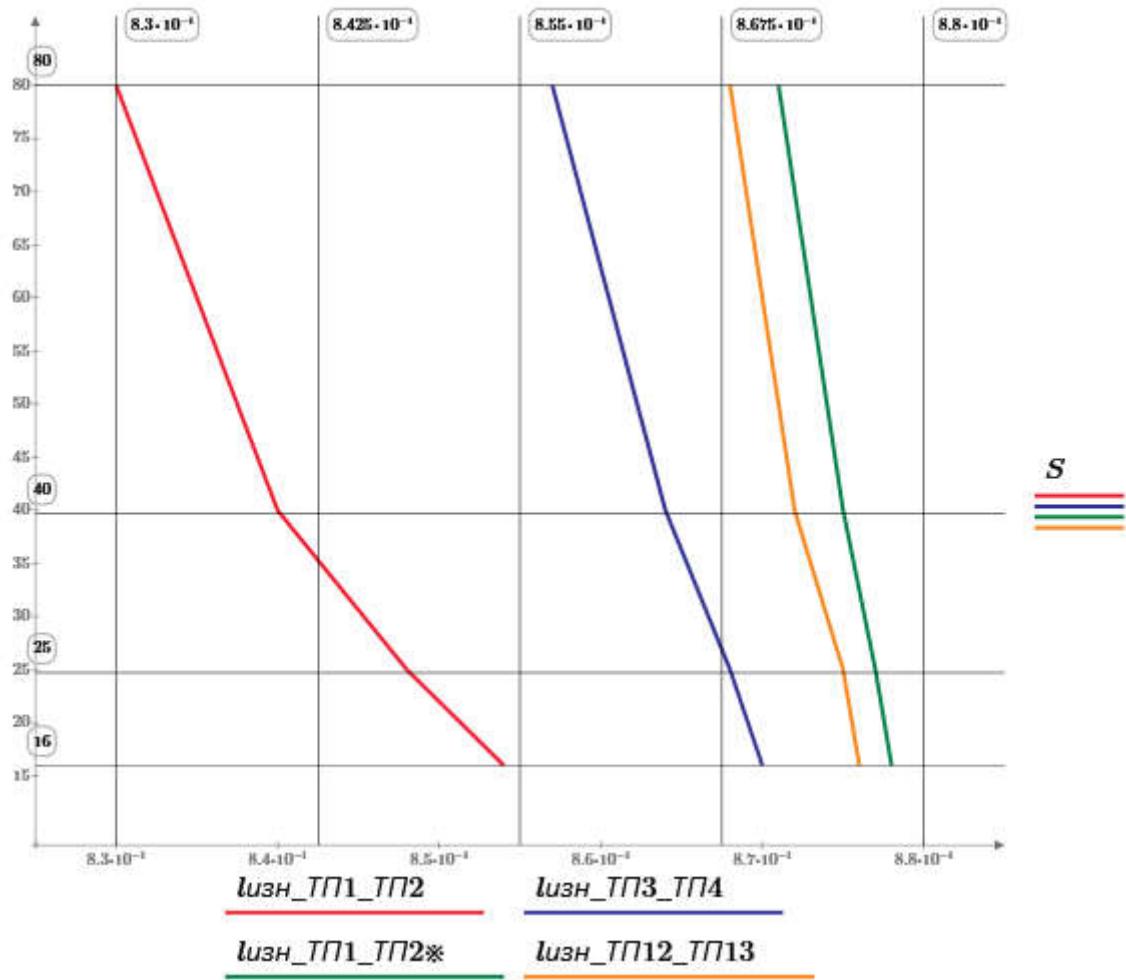


Рисунок 3.9 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защит ЧНСЗ от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя $v7$ схемы на рисунке 2.3, a

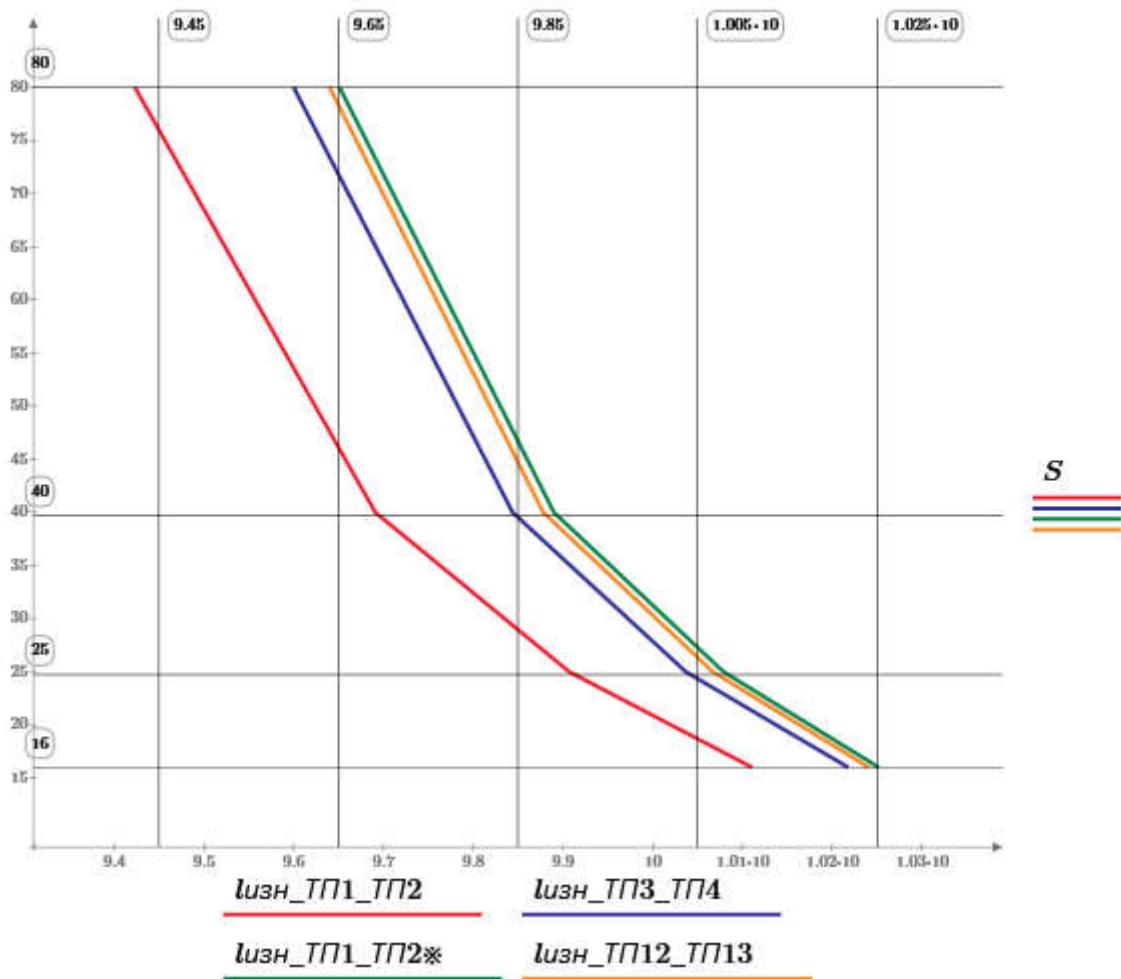


Рисунок 3.10 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защит ЧНСЗ от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя $v7$ схемы на рисунке 2.3, b

Расчет показал, что для случая рисунок 2.3, a , то есть в первый момент времени после КЗ, когда ни один из выключателей питающих линий еще не отключился, длина истинной зоны неселективного действия составила $0,83 \div 1,261$ км в зависимости от мощности КЗ на вводах ТП питающих рассматриваемый участок и мощности понижающих трансформаторов.

Примерно такой же длины ($0,959 \div 1,043$ км) получилась зона неселективного действия защит в случае КЗ на присоединении питающей линии станции или ДПР (рисунок 2.3, b).

Длина зоны неселективности в случае рисунок 2.3, b , когда отключился выключатель подстанции, расположенный ближе других к месту КЗ,

значительно увеличилась ($1,552 \div 10,252$ км), что обусловлено уменьшением сопротивления тяговой сети между ПС и подстанцией 2. Впрочем, указанный случай не является расчетным, поскольку соответствует случаю аварийного отказа выключателя ПС.

Таким образом, истинная зона неселективного действия защит рассматриваемой системы $l_{изн}$ в результате составила $0,83 \div 1,261$ км, то есть порядка $(0,03 \div 0,05) \cdot L$, а это менее половины длины настраиваемой зоны неселективности $0,15 \cdot L$.

Следовательно, можно заключить, что ЧНСЗ от токов КЗ, обеспечивая минимальную повреждаемость контактной сети, гарантирует минимальное количество неселективных отключений выключателей при КЗ в межподстанционной зоне, что в целом способствует повышению надежности работы СТЭ.

3.4 Система защиты с поперечными связями как альтернатива ЧНСЗ

Поиск эффективных решений по организации защиты от токов КЗ привел к появлению системы защиты с поперечными связями (СЗПС), предложенной д.т.н. Е.П. Фигурновым [64-66].

Применение СЗПС позволяет уменьшить время отключения повреждения в пределах всей межподстанционной зоны и как следствие снизить опасность пережога контактных проводов, создаваемую токами большой величины, сопровождающими КЗ в тяговой сети переменного тока.

Рассмотрим особенности реализации данной системы защиты применительно к двухпутному участку узловой схемы питания [80].

Защиты системы выполняются трехступенчатыми, повторяя защиты селективной системы: зоны действия второй и третьей ступеней дистанционных защит (зоны II и III) с выдержкой времени t_{3II} , t_{3III} остаются без изменений. Вместе с тем, длина зоны действия первой ступени защиты (зона I) без выдержки времени ($t_{3I} = t_3$) увеличивается и охватывает всю

защищаемую зону (расстояние подстанция – пост) (рисунок 3.11,*a,g,d,e*). Она составляет $1,15 \cdot L$, что в свою очередь гарантирует отключение КЗ с минимальным временем в любой точке защищаемой зоны. Вероятность неселективного срабатывания защит рассматриваемой системы, вызванного подобным увеличением длины, предотвращается за счет наличия логической связи между ними (между защитами выключателей $v1(v7)$ и $v2(v8)$ ТП и защитами выключателей $v3(v5)$ и $v4(v6)$ ПС). Такая связь носит название поперечной и может быть представлена логическими элементами И-НЕ (см. рисунок 3.12), используемыми для блокирования защит при их срабатывании на КЗ за пределами защищаемой зоны [90; 91].

На рисунке 3.12 введены следующие обозначения: 1(2)C31…1(2)C33 – 1, 2 и 3 ступени дистанционных защит выключателей $v1(v2)$ ТП; В1 и В2 – органы выдержки времени 2 и 3 ступени дистанционных защит соответственно выключателей; И, ИЛИ, НЕ – элементарные логические органы; ВО1(2) – выходной орган, воздействующий на отключение выключателя $v1(v2)$

Подобное исполнение защит СЗПС обеспечивает наиболее быстрое отключение повреждения относительно ССЗ при соблюдении требования селективности.

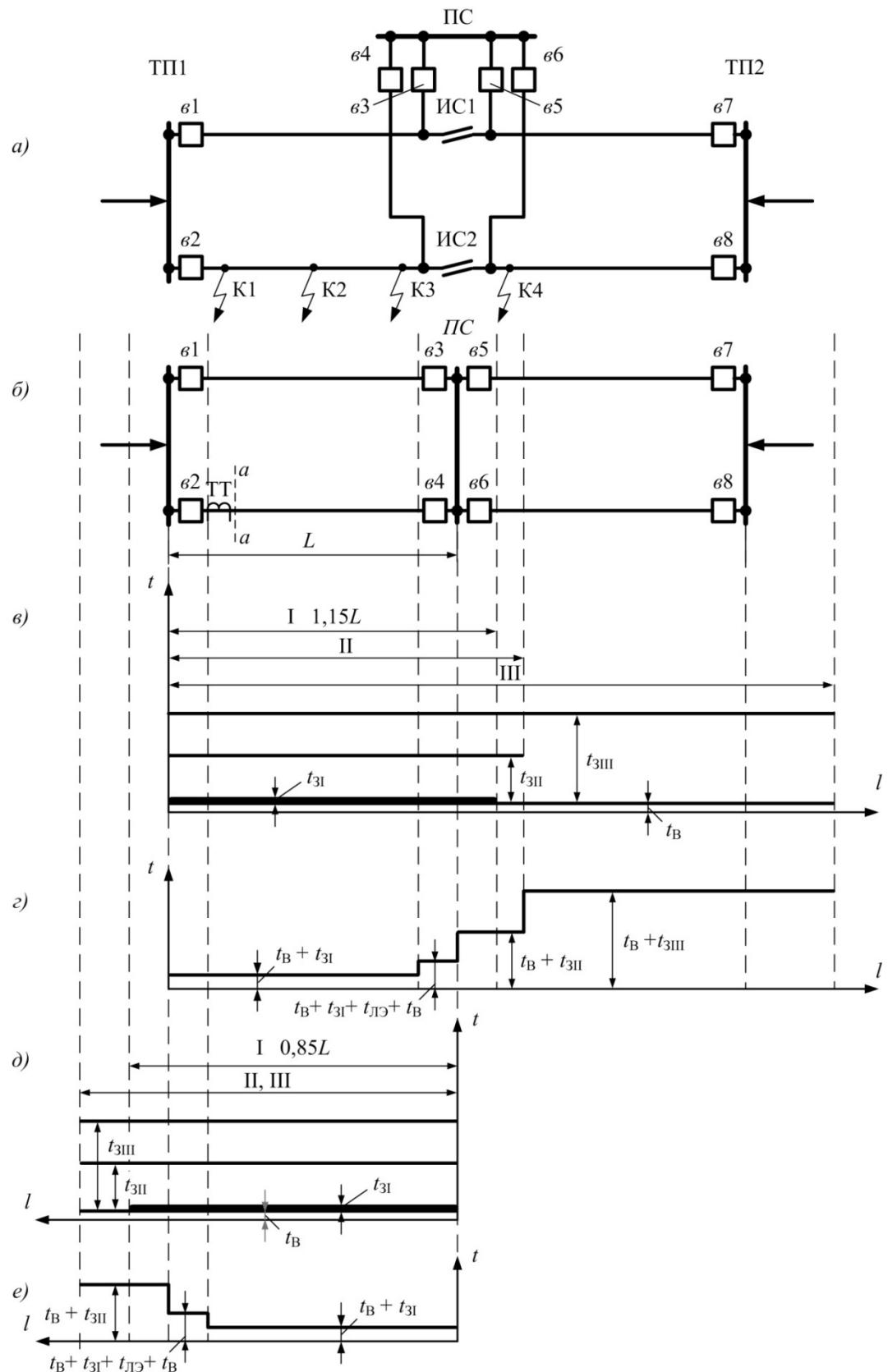


Рисунок 3.11 – Схемы (а) и (б) те же, что и на рисунке 3.1; графики селективности защит выключателей $e2$ (с) и $e4$ (д) и их временные характеристики срабатывания (г и е) при СЗПС

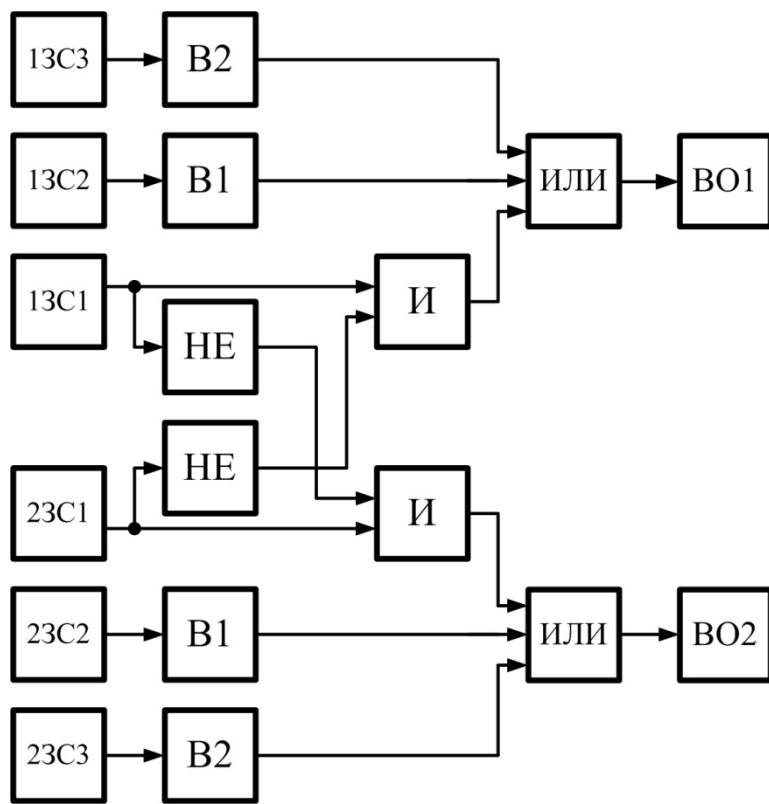


Рисунок 3.12 – Структурная схема защит выключателей параллельных линий ТП и ПС с поперечными связями в их первой ступени защиты

Работа защит рассматриваемой системы имеет следующие особенности.

Короткое замыкание К1, находящееся только в зоне действия защит выключателей поврежденной питающей линии контактной сети, например, защит выключателей $v2$ подстанции и $v4$ поста (см. рисунок 3.11), приводит к отключению без выдержки времени выключателей этой питающей линии, то есть выключателей $v2$ и $v4$.

Напротив, при повреждении К2 в зоне действия защит выключателей, как поврежденного, так и неповрежденного присоединения, например, защит выключателей $v1$, $v2$ и $v4$ мгновенное отключение выключателей ТП (выключателей $v1$ и $v2$) не происходит. Это обусловлено блокированием защит выключателей ТП при их одновременном срабатывании, когда одна из защит подействовала неселективно. В этом случае с противоположной стороны поврежденного присоединения без выдержки времени отключается

выключатель $v4$ ПС, расположенный вблизи места КЗ К2. После чего прохождение тока КЗ через неповрежденное присоединение питающей линии контактной сети прекращается и защита выключателя $v1$ подстанции, сработавшая на КЗ за пределами защищаемой зоны, возвращается в начальное положение. В результате с защит выключателей ТП снимается блокировка и происходит отключение выключателя $v2$ поврежденного присоединения питающей линии контактной сети.

Таким образом, при повреждении К2 отключение выключателей происходит каскадно, после отключения выключателя противоположной стороны поврежденного присоединения.

Длина зоны каскадного действия (рисунок 3.11) пропорциональна длине участка настраиваемой зоны защиты, выходящего за пределы защищаемой зоны, то есть зоне блокирования защит выключателей. Она составляет $0,15 \cdot L$ и позволяет относительно быстро отключение в ней КЗ с временем равным:

$$t_{\text{отк}} = t_3 + t_{v4} + t_{\text{лэ}} + t_{v2}, \quad (3.70)$$

где t_{v2} , t_{v4} , – время отключения выключателей поврежденного присоединения питающей линии контактной сети;

$t_{\text{лэ}}$ – время срабатывания логических элементов.

Из изложенного следует, что время отключения повреждения в пределах всей защищаемой зоны с учетом времени каскадного действия значительно уменьшается при применении защит СЗПС по сравнению с защитами с выдержкой времени ССЗ.

При всем том происходит усложнение логической части защит СЗПС, что ведет за собой увеличение связанных с этим затрат.

Таким образом, применение СЗПС в тяговой сети переменного тока обеспечивает отключение повреждения в пределах всей защищаемой зоны со значительно меньшим временем по сравнению с ССЗ и при отсутствии неселективных действий защит системы.

3.5 Анализ специфических режимов работы СЗПС

Защиты СЗПС повторяют защиты ЧНСЗ (см. рисунок 3.3,*в,д* и рисунок 3.11,*в,д*), в части увеличения длины зоны действия первой ступени защит без выдержки времени, которая перекрывает всю защищаемую зону (расстояние подстанция – пост), тем самым гарантируя отключение КЗ с минимальным временем в любой точке межподстанционной зоны.

Вероятность неселективного действие защит рассматриваемой системы при этом, в отличие от ЧНСЗ, предотвращается, как уже было сказано выше, за счет применения между смежными параллельными линиями контактной сети логической связи (рисунок 3.12). Такое техническое решение, в свою очередь, влечет за собой появление зон каскадного действия защит вблизи ТП и ПС, от длины которых зависит быстрота отключения повреждения в пределах защищаемой зоны.

Длина зоны каскадного действия может быть найдена по аналитическим выражениям, полученным для определения величины истинной зоны неселективности, и поэтому результаты расчета, полученные для ЧНСЗ, будут полностью отражать характер каскадных отключений выключателей при СЗПС.

Таким образом, для первого момента времени после КЗ, когда ни один из выключателей питающих линий еще не отключился (схема рисунок 2.3,*а*) величина зоны каскадного действия защит рассматриваемой системы составляет также менее половины длины участка настраиваемой зоны защиты, выходящего за пределы защищаемой зоны и получается $(0,03 \div 0,05) \cdot L$, где L – расстояние подстанция – пост.

Из этого следует, что вероятность каскадного отключения выключателей при КЗ вблизи подстанции или поста крайне мала, поэтому отключение повреждения в пределах почти всей межподстанционной зоны будет осуществляться мгновенно, то есть не дожидаясь отключения выключателя с противоположной стороны поврежденной питающей линии.

Кроме всего прочего, вывод из работы логической связи в результате, например, отключения одного из путей на участке подстанция – пост, приводит к появлению зоны неселективной работы защиты исследуемой системы.

В [63] предлагается исключить появление зоны неселективности при отключении второго пути за ПС путем вывода из работы дистанционной защиты первой ступени, оборудованной логической связью.

В таком случае КЗ в пределах практически всей защищаемой зоны будет отключаться защитой второй ступени с выдержкой времени, что может привести к пережогу контактных проводов в случае образования в месте повреждения электрической дуги.

Поэтому, требует исследования вопрос целесообразности сохранения зоны неселективности при отключении второго пути за ПС для соответствующих защит СЗПС подобно тому, как это выполнено в ЧНСЗ.

Для этого определим реальную длину зоны неселективного действия защит выключателя $\nu 1$ ТП на схеме рисунок 3.13,*a* и выключателя $\nu 5$ ПС на схеме рисунок 3.13,*б*, когда отключен один из путей за ПС, воспользовавшись аналитическими выражениями полученными при анализе работы ЧНСЗ.

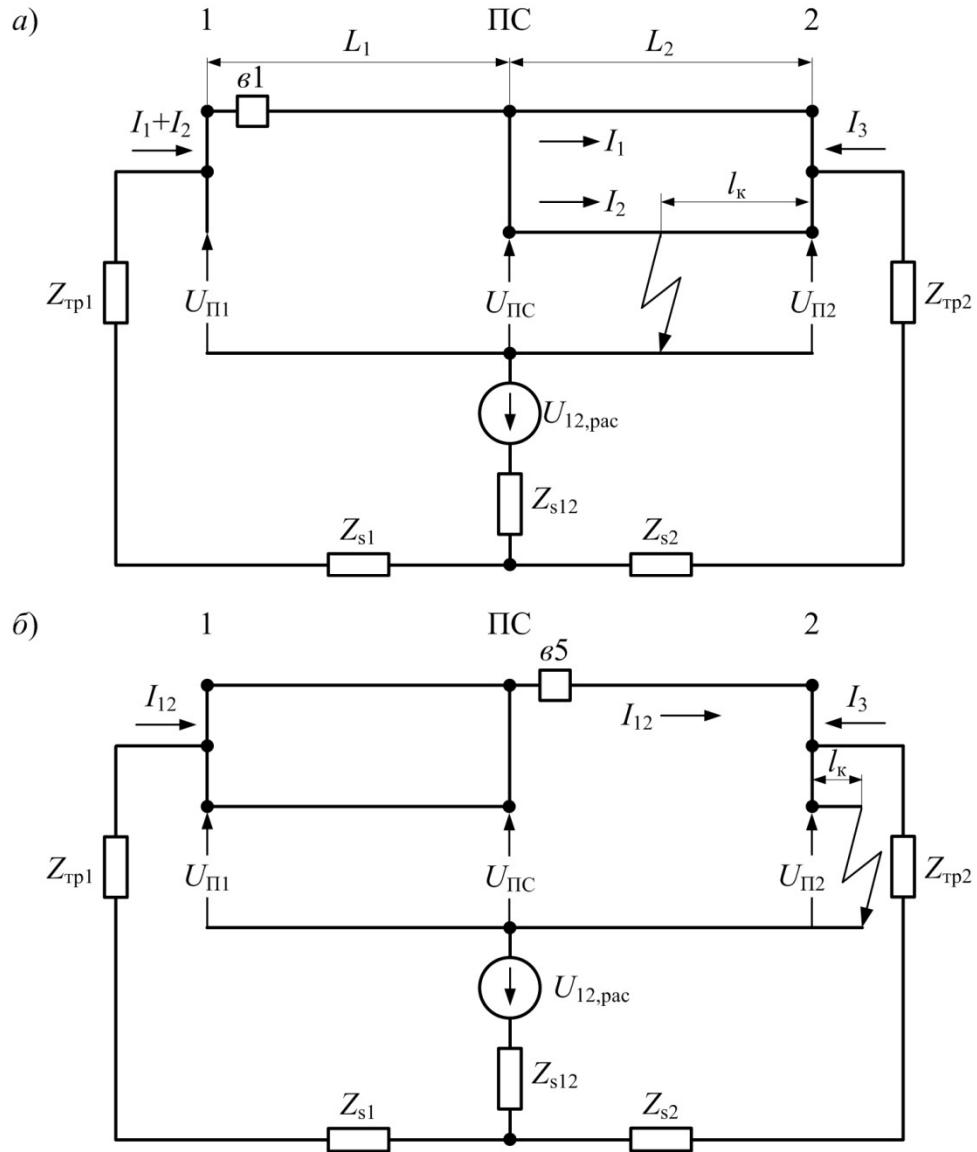


Рисунок 3.13 – Расчетные схемы межподстанционной зоны тяговой сети с выведенной из работы параллельной линией и КЗ за ПС (а); КЗ на присоединении станции или ДПР (б)

Перепишем (3.34) применительно к схеме на рисунке 3.12,а и получим выражением для определения истинной зоны неселективного действия защиты выключателя b_1 в виде:

$$l_{\text{ИЗН.}b_1} = L_2 - \left| \frac{-(q_2 w_{41} - g_{41}) - \sqrt{(q_2 w_{41} - g_{41})^2 - 4q_2 e_{41}(q_2 r_{41} - f_{41})}}{2q_2 e_{41}} \right|, \quad (3.71)$$

где

$$g_{41} = c_{41} a_2 s_1 - 2c_{41} a_2 a_4 + 2b_{27} a_2 a_4 - b_{27} a_2 s_1; \quad (3.72)$$

$$f_{41} = 2c_{41}a_2s - 2c_{41}a_2d - 2b_{27}a_6a_2 + 2b_{27}a_2s + b_{27}a_2^2; \quad (3.73)$$

$$w_{41} = 2a_2ss_1 - 2a_6a_2a_4 + a_2^2a_4 + 2a_2a_4 - 2a_2s_1d; \quad (3.74)$$

$$e_{41} = a_6s_1^2 - 2ss_1^2 + 2a_2a_4^2 - 2a_2a_4s_1 + s_1^2d; \quad (3.75)$$

$$r_{41} = 2a_2s^2 - 2a_6a_2d + a_2^2d, \quad (3.76)$$

при том что

$$a_6 = \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{21}(L_1 + L_2) + Z_3; \quad (3.77)$$

$$c_{41} = U_{12,pac} \left[\frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + \kappa_{OTC} \cdot 2z_{22}L_1 \right]. \quad (3.78)$$

Для определения величины истинной зоны неселективного действия защиты выключателя 65 схемы на рисунке 3.12,б воспользуемся выражением (3.62), записанном в следующем виде:

$$l_{\text{ИЗН.в5}} = \frac{f_{55} - q_1r_{55}}{q_1w_{55}}, \quad (3.79)$$

где

$$w_{55} = a_5d + a_7a_5 - 2a_5s; \quad (3.80)$$

$$r_{55} = a_7d - s^2; \quad (3.81)$$

$$f_{55} = b_{27}a_7 - b_{27}s + c_{55}d - c_{55}s, \quad (3.82)$$

при том что

$$a_7 = \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1}) + z_{22}L_1 + z_{21}L_2 + Z_3; \quad (3.83)$$

$$c_{55} = U_{12,pac} \left[\kappa_{OTC} \cdot 2z_{22}L_2 + \frac{2}{3}(Z_{s12} + Z_{s1} + Z_{tp1} + \frac{3}{2}z_{22}L_1) \right]. \quad (3.84)$$

При расчете были приняты те же параметры расчетных участков, что и при расчете ЧНСЗ.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета величины истинной зоны неселективного действия защит СЗПС

Мощность понижающего трансформатора, МВА	Величина зоны неселективного действия защит соответствующих выключателей, км		
	σ_1		σ_5
	Схема рисунок 3.6,а	Схема рисунок 3.6,б	
16	ТП-1–ТП-2	7,678	3,415
	ТП-3–ТП-4	7,623	3,369
	ТП-1–ТП-2*	7,576	3,345
	ТП-12–ТП-13	7,593	3,363
25	ТП-1–ТП-2	7,372	2,811
	ТП-3–ТП-4	7,308	2,756
	ТП-1–ТП-2*	7,246	2,725
	ТП-12–ТП-13	7,268	2,75
40	ТП-1–ТП-2	7,11	2,245
	ТП-3–ТП-4	7,039	2,183
	ТП-1–ТП-2*	6,961	2,149
	ТП-12–ТП-13	6,988	2,179
2x40	ТП-1–ТП-2	6,845	1,632
	ТП-3–ТП-4	6,766	1,564
	ТП-1–ТП-2*	6,67	1,538
	ТП-12–ТП-13	6,702	1,571

На основании полученных результатов строим зависимости их иллюстрирующие (рисунки 3.14 и 3.15).

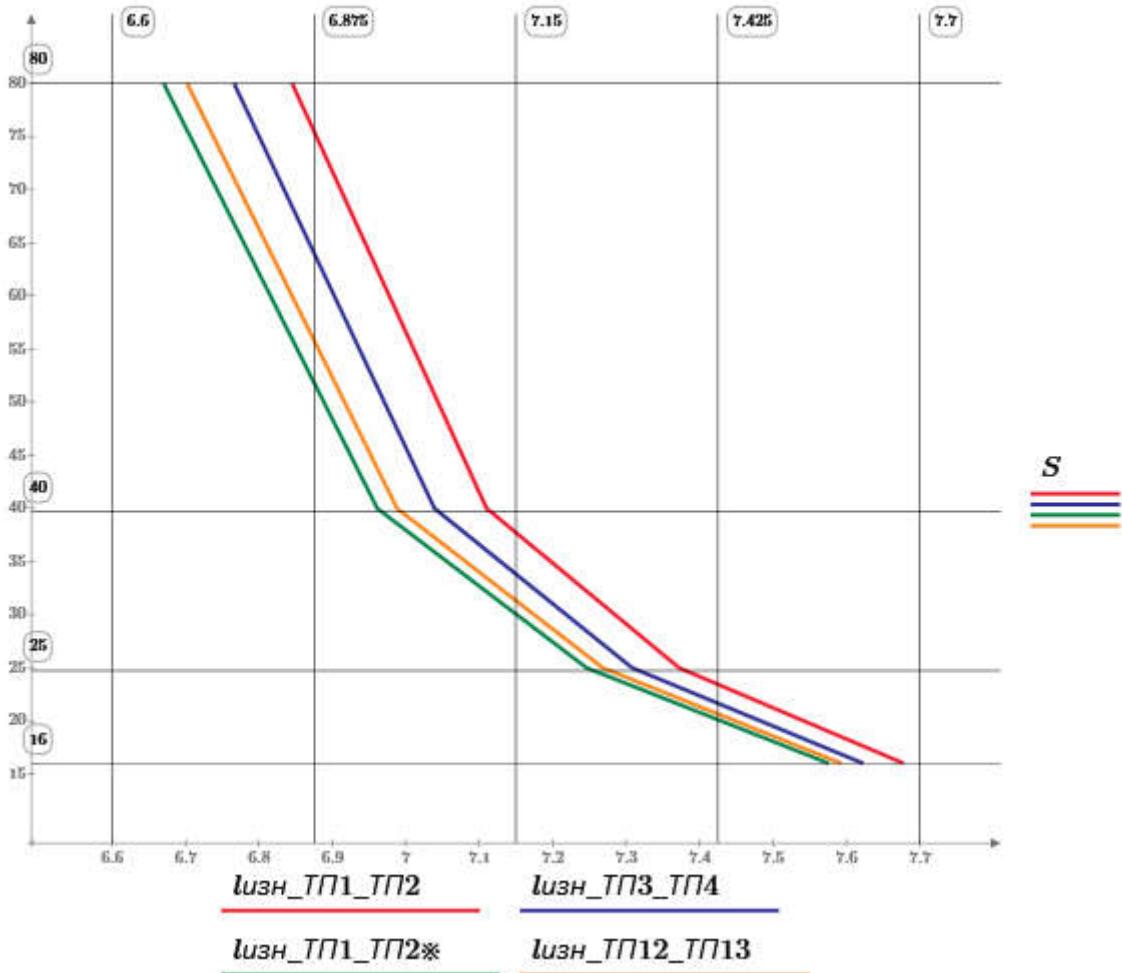


Рисунок 3.14 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защит СЗПС от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя $v1$ схемы на рисунке 3.13, a

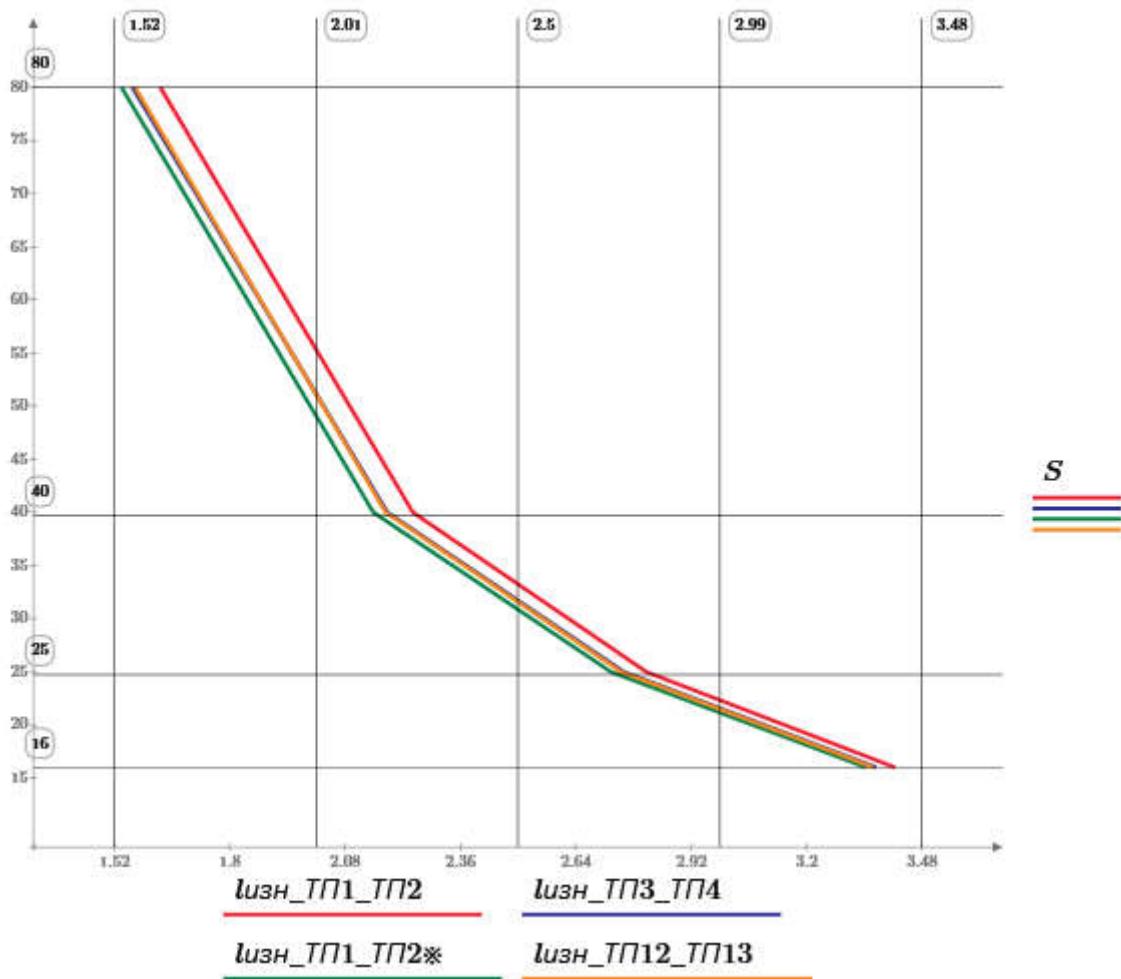


Рисунок 3.15 – Кривые зависимости величины зоны неселективного действия защиты СЗПС от мощности трансформаторов и параметров СВЭ расчетных участков для выключателя $v5$ схемы на рисунке 3.13, b

В итоге, как показывает расчет, для случая рисунок 3.13, a , когда отключен один из путей за постом, длина истинной зоны неселективного действия защиты выключателя $v1$ получается в два раза больше длины настраиваемой зоны неселективности $0,15 \cdot L$ и составляет $0,3 \cdot L$, а это при расстоянии от ТП до ПС 25 км около 7 км.

Значительно меньшей длины получается истинная зона неселективного действия защиты выключателя $v5$ в случае схемы на рисунке 3.13, b , когда при тех же условиях КЗ на присоединении питающей линии станции или ДПР. Она составила $1,6 \div 3,4$ км, т.е. порядка $(0,06 \div 0,14) \cdot L$.

Таким образом, сохранение зоны неселективности при отключении соседнего пути представляется несколько более целесообразным с точки зрения повышения надежности работы СТЭ по сравнению с решением осуществлять защиту питающей линии контактной сети с выдержкой времени, когда первая ступень дистанционной защиты выведена из работы.

3.6 Предложения по повышению надежности электроснабжения межподстанционной зоны при неселективной системе защиты

Для организации защиты межподстанционной зоны с ПС на разъединителях прибегают к применению НСЗ для снижения вероятности пережога контактных проводов.

В нормативной документации по релейной защите [2] относительно защит НСЗ указано следующее: «...в том случае, если посты секционирования не имеют выключателей, а снабжены лишь разъединителями, защиты выключателей на тяговых подстанциях выполняются так же (то есть, как и при селективных защитах), но во всех ступенях без выдержки времени». Таким образом, здесь подчеркнуто, что все ступени защит выполняются без выдержки времени.

Однако подобное выполнение защит системы может стать причиной излишних отключений выключателей в случае КЗ за пределами защищаемой зоны (участок подстанция – подстанция). Так, если КЗ произойдет на присоединении питающей линии станции или линии ДПР, то должно отключиться вся межподстанционная зона.

Для ликвидации указанного недостатка в организации защиты на участках с ПС на разъединителях и повышения надежности электроснабжения тяги поездов предлагается третью ступень дистанционных защит данной системы выполнить с выдержкой времени.

С этой целью разработано устройство [92] неселективной защиты выключателей ТП переменного тока, выполненное на релейно-контактных элементах. Рассмотрим его работу.

На рисунке 3.16 представлена межподстанционная зона, в которой введены следующие обозначения.

ТП1 и ТП2 – тяговые подстанции;

ПС – пост секционирования контактной сети;

ω_1 , ω_2 и ω_3 , ω_4 – выключатели присоединений питающих линии контактной сети ТП1 и ТП2 соответственно;

ω_5 – выключатель присоединения питающей линии станции или ДПР;

p_1 , p_2 и p_3 , p_4 – разъединители присоединений питающих линии контактной сети ПС;

БЗ – блок защиты выключателя питающей линии контактной сети;

РТ, ДС1, ДС2, ДС3 – выходные замыкающие контакты защит: токовой отсечки, дистанционной защиты первой, второй и третьей ступеней соответственно;

ЭО – электромагнит отключения выключателя питающей линии контактной сети;

РВ – катушка реле времени дистанционной защиты третьей ступени;

РВ1 – замыкающий контакт реле времени РВ;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения.

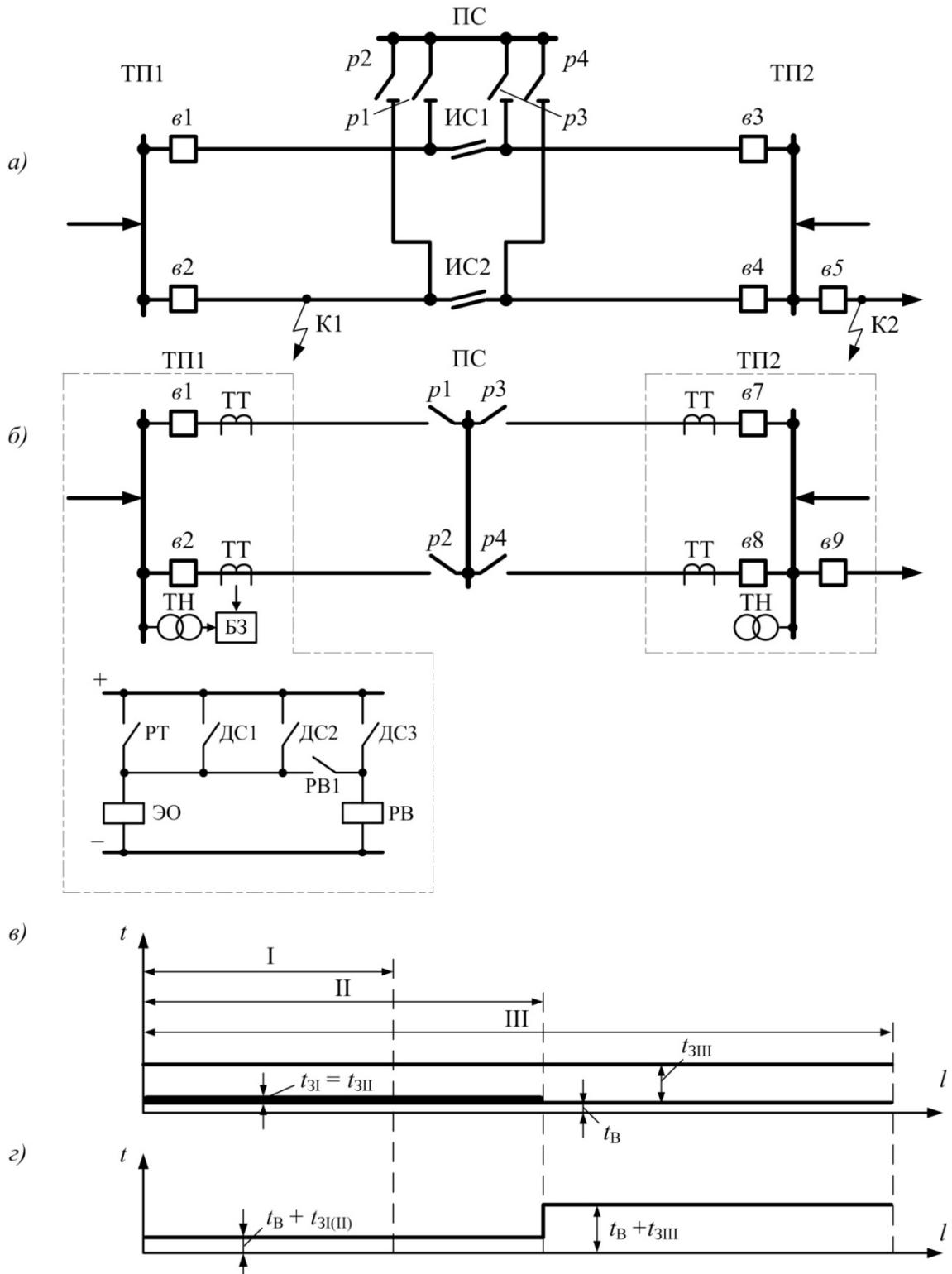


Рисунок 3.16 – Схема межподстанционной зоны ТП1–ТП2 с разъединителями на ПС (a) и ее расчетное начертание с применением устройства неселективной защиты (б); график селективности дистанционной защиты выключателя $v2$ (в) и ее временная характеристика срабатывания (г) при работе устройства

При КЗ в контактной сети в точке К1 сработает блок защиты БЗ выключателя $v2$, подключенный к трансформаторам тока ТТ и напряжения ТН, замкнется контакт РТ токовой отсечки или ДС1 дистанционной защиты первой ступени или ДС2 дистанционной защиты второй ступени (или одновременно все) и от электромагнита отключения ЭО выключателя $v2$ произойдет отключение последнего.

Зоны действия защит показаны на рисунке 3.16, δ , где цифрой I обозначена зона действия первой ступени дистанционной защиты, цифрой II и III – зоны действия второй и третьей ступеней защиты соответственно. Расчет уставок защит дан в [2].

Аналогично отключатся остальные выключатели на подстанциях 1 и 2 от «своих» блоков защит БЗ без выдержки времени.

Однако при КЗ в точке К2 по [2] должны сработать контакты ДС3 дистанционных защит третьей ступени выключателей ТП1 и без выдержки времени произойти их неселективное отключение. Чтобы этого не произошло в устройстве неселективной защиты выключателей подстанции предложено третью ступень дистанционной защиты выполнить с выдержкой времени (катушка реле времени РВ и его замыкающий контакт). Тогда при КЗ в точке К2 в зоне действия третьей ступени дистанционной защиты неселективного отключения выключателей $v1$ и $v2$ ТП1 не произойдет, так как в этом случае защита выключателя $v5$ присоединения питающей линии станции или ДПР сработает без выдержки времени быстрее и отключит последний.

Уточним выдержку времени третьей ступени дистанционной защиты. Ступень селективности включает время отключения t_B выключателя $v5$ присоединения питающей линии станции или ДПР, погрешности во время действия $t_{\Pi1}$ защиты указанного выключателя $v5$ и $t_{\Pi2}$ третьей ступени защиты выключателя $v2$ ТП1 и, кроме того, некоторое время запаса $t_{\text{ЗАП}}$. С учетом всего этого выдержка времени третьей ступени составит (рисунок 3.16, δ):

$$t_{3\text{III}} = t_{\Pi 1} + t_{\Pi 2} + t_{\text{ЗАП}}. \quad (3.85)$$

Время отключения вакуумного выключателя $0,04 - 0,06$ с, принимаем $t_{\Pi 1} + t_{\Pi 2} = 0,02 \cdot 2 = 0,04$ с (погрешность оценена, как 30% от времени отключения выключателя). Принимаем $t_{\text{ЗАП}} = 0,1$ с, тогда повреждение отключится с временем $t_B + t_{3\text{III}} = 0,2$ с (см. рисунок 3.16,2).

Таким образом, время отключения повреждения от третьей ступени дистанционной защиты выключателя подстанции равно 0,2 с.

Итак, разработанное устройство позволит при КЗ на станции (что бывает достаточно часто) или линии ДПР исключить ложные отключения межподстанционной зоны, а это повысит надежность электроснабжения.

Из изложенного выше следует, что известный норматив пережога контактных проводов $400 \text{ A}\cdot\text{s}$ [93; 94] не должен быть превзойден. Убедимся в этом, выполнив расчет. Так, при повреждении в конце двухпутного консольного участка длиной 50 км системы 25 кВ ток КЗ равен $27500/(14 + 5) = 1450$ А. Здесь 14 Ом – сопротивление тяговой сети, 5 Ом – сопротивление трансформатора и СВЭ (сопротивления приведены к напряжению 27,5 кВ). Тогда получим для условий пережога – $1450 \cdot 0,2 = 290 \text{ A}\cdot\text{s}$, который указывает, что норматив $400 \text{ A}\cdot\text{s}$ не будет превышен.

Таким образом, показано, что введение в третьей ступени дистанционной защиты выдержки времени 0,2 сек обеспечивает селективную работу с защитами выключателей присоединений питающих линий станции и линии ДПР. При этом пережога контактных проводов не будет.

3.7 Сравнение систем защиты тяговой сети переменного тока

3.7.1 Расчет числа ампер-секунд тока действующего на провод

Предложения по предотвращению пережога контактных проводов посредством совершенствования организаций защиты от токов КЗ в тяговой

сети переменного тока занимают особое место в решении вопросов обеспечения надежности электроснабжения тяги поездов.

Применение СЗПС в тяговой сети переменного тока или в качестве более простого варианта организации защиты тяговой сети от токов КЗ – ЧНСЗ гарантирует быстрое отключение повреждения, то есть отключение без выдержки времени, необходимое для предотвращения пережога контактных проводов.

Вероятность пережога контактных проводов определяется величиной тока КЗ и временем его действия, а именно действием числа ампер-секунд тока на провод [93; 94].

Вследствие различной продолжительности протекания тока КЗ при работе той или иной системы защиты число ампер-секунд воздействия тока также будет различно. Определим это число и покажем вероятность пережога контактных проводов в случае применения каждой из рассматриваемых систем защиты от токов КЗ. Для этого выполним расчет числа ампер-секунд тока в характерных точках межподстанционной зоны при каждом рассмотренном способе организации защиты и аналогично [63; 95] построим графики, устанавливающие граничные условия вероятного пережога при известном значении относительно допустимого числа ампер-секунд, при котором вероятность пережога контактных проводов минимальна.

В таблице 3.3 приведены значения числа ампер-секунд $I \cdot t$ при каждом способе организации защиты, полученные в характерных точках межподстанционной зоны. Там же приведены значения коэффициента, характеризующего граничные условия вероятного появления пережога контактных проводов при соответствующей системе защиты, которые находятся для данных точек по формуле [63]:

$$\kappa_1 = \frac{I \cdot t}{(I \cdot t)_K} \quad (3.86)$$

где $(I \cdot t)_K$ – значение относительно допустимого числа ампер-секунд, принимаемое равным 400 А·сек [94].

При расчете принимались параметры расчетного участка с подстанциями ТП-1 – ТП-2 на рисунке 1.12, близко расположенными к районной подстанции, то есть участка с наибольшими возможными токами КЗ.

Принимая за минимальное время отключения t_1 равное $0,03 + 0,04$ с, а за максимальное $t_2 = 0,035 + 0,06$ с получим соответственно число ампер секунд $I \cdot t_1$ и $I \cdot t_2$ и коэффициенты κ_1 и κ'_1 при минимальном и максимальном времени срабатывания защиты ($t_3 = 0,03 \dots 0,035$ с) и выключателя ($t_B = 0,04 \dots 0,06$ с).

Таблица 3.3 – Значения числа ампер-секунд $I \cdot t$ и коэффициента κ_1 при ССЗ

Расстояние до точек КЗ на участке между ТП l , км	ССЗ				
	I , кА	$I \cdot t_1$, А·с	κ_1	$I \cdot t_2$, А·с	κ'_1
0	6,781	2,509	6,3	2,679	6,7
1,03	6,248	2,312	5,8	2,468	6,2
3,75	5,271	1,95	4,9	2,082	5,2
	5,271	0,369	0,9	0,501	1,3
9	4,557	0,319	0,8	0,433	1,1
21,25	5,595	0,392	1,0	0,532	1,3
	5,595	2,07	5,2	2,21	5,5
23,87	6,164	2,281	5,7	2,435	6,1
25	6,471	2,394	6,0	2,556	6,4
	6,565	2,429	6,1	2,593	6,5
26,13	6,27	2,32	5,8	2,477	6,2
28,75	5,725	2,118	5,3	2,261	5,7
	5,725	0,401	1,0	0,544	1,4
41	4,814	0,337	0,8	0,457	1,1
46,25	5,573	0,39	1,0	0,529	1,3
	5,573	2,062	5,2	2,201	5,5
48,97	6,731	2,491	6,2	2,659	6,6
50	7,378	2,73	6,8	2,914	7,3

Таблица 3.4 – Значения числа ампер-секунд $I \cdot t$ и коэффициента κ_1 при ЧНСЗ или НСЗ

Расстояние до точек КЗ на участке между ТП l , км	ЧНСЗ или НСЗ				
	I , кА	$I \cdot t_1$, А·с	κ_1	$I \cdot t_2$, А·с	κ'_1
0	6,781	0,475	1,2	0,644	1,6
1,03	6,248	0,437	1,1	0,594	1,5
3,75	5,271	0,369	0,9	0,501	1,3
9	4,557	0,319	0,8	0,433	1,1
21,25	5,595	0,392	1,0	0,532	1,3
23,87	6,164	0,431	1,1	0,586	1,5
25	6,471	0,453	1,1	0,615	1,5
	6,565	0,46	1,2	0,624	1,6
26,13	6,27	0,439	1,1	0,596	1,5
28,75	5,725	0,401	1,0	0,544	1,4
41	4,814	0,337	0,8	0,457	1,1
46,25	5,573	0,39	1,0	0,529	1,3
48,97	6,731	0,471	1,2	0,639	1,6
50	7,378	0,516	1,3	0,701	1,8

Таблица 3.5 – Значения числа ампер-секунд $I \cdot t$ и коэффициента κ_1 при СЗПС

Расстояние до точек КЗ на участке между ТП l , км	СЗПС				
	I , кА	$I \cdot t_1$, А·с	κ_1	$I \cdot t_2$, А·с	κ'_1
0	6,781	0,949	2,4	1,255	3,1
1,03	6,248	0,875	2,2	1,156	2,9
	6,248	0,437	1,1	0,594	1,5
	5,271	0,369	0,9	0,501	1,3
3,75	4,557	0,319	0,8	0,433	1,1
21,25	5,595	0,392	1,0	0,532	1,3
23,87	6,164	0,431	1,1	0,586	1,5
	6,164	0,863	2,2	1,14	2,9

Расстояние до точек КЗ на участке между ТП l , км	СЗПС				
	I , кА	$I \cdot t_1$, А·с	k_1	$I \cdot t_2$, А·с	k'_1
25	6,471	0,906	2,3	1,197	3,0
	6,565	0,919	2,3	1,215	3,0
26,13	6,27	0,878	2,2	1,16	2,9
	6,27	0,439	1,1	0,596	1,5
28,75	5,725	0,401	1,0	0,544	1,4
41	4,814	0,337	0,8	0,457	1,1
46,25	5,573	0,39	1,0	0,529	1,3
48,97	6,731	0,471	1,2	0,639	1,6
	6,731	0,942	2,4	1,245	3,1
50	7,378	1,033	2,6	1,365	3,4

Графики значений коэффициента k_1 для каждой рассматриваемой системы защиты приведены на рисунке 3.17, где:

k_{1CCS} – коэффициент k_1 для селективной системы защиты при t_1 ;

k'_{1CCS} – коэффициент k_1 для селективной системы защиты при t_2 ;

k_{1CHCS} – коэффициент k_1 для частично-неселективной (неселективной) системы защиты при t_1 ;

k'_{1CHCS} – коэффициент k_1 для частично-неселективной (неселективной) системы защиты при t_2 ;

k_{1CCS} – коэффициент k_1 для системы защиты с поперечными связями при t_1 ;

k'_{1CCS} – коэффициент k_1 для системы защиты с поперечными связями при t_2 ;

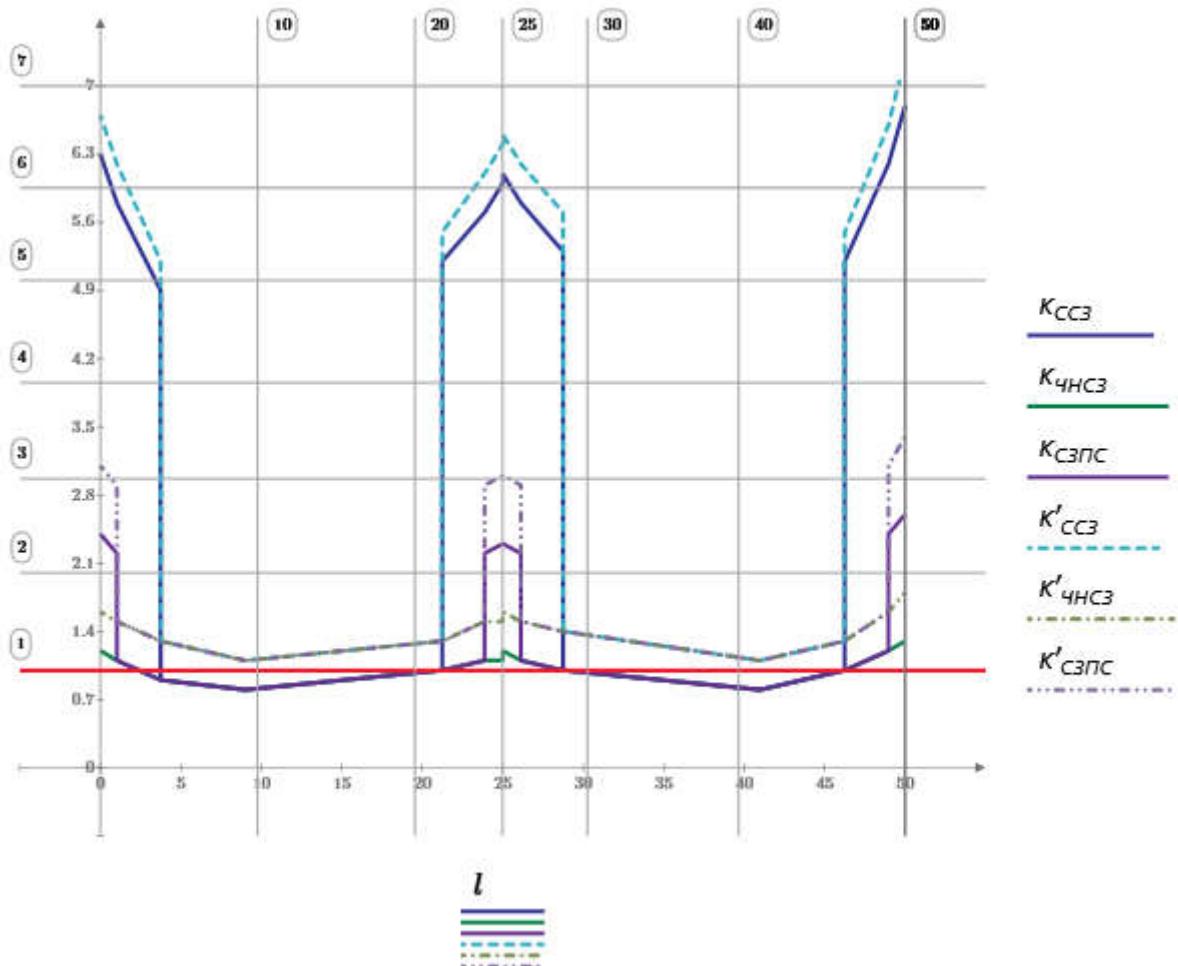


Рисунок 3.17 – Графики, устанавливающие граничные условия вероятного появления пережога контактных проводов

Построенные графики (рисунок 3.17) наглядно иллюстрируют вероятность пережога контактных проводов открытой электрической дугой в случае применения той или иной системы защиты. При коэффициенте $k_1 < 1$ вероятность пережога контактных проводов минимальна. Если же $k_1 > 1$, то вероятность пережога стремительно возрастает.

Анализ полученных графиков на рисунке 3.17 показывает, что применение, как ЧНСЗ или НСЗ, так и СЗПС практически полностью предотвращает вероятность пережога контактных проводов на участках с выключателями с временем действия не более 0,04 с. В случае участков с выключателями с временем отключения 0,06 с вероятность пережога сохраняется и она тем выше чем ближе подстанции участка к питающему

центру. При селективном способе организации защиты участков контактной сети опасность пережога в зонах вблизи ТП и ПС, составляющих в сумме около 60% расстояния подстанция – пост (рисунок 3.17), достаточно велика и в случае рассматриваемого участка с подстанциями, расположенными вблизи районной, КЗ неминуемо приведет к пережогу.

Таким образом, применение ЧНСЗ или ее альтернативы СЗПС является необходимым условием обеспечения надежности электроснабжения тяговой сети.

3.7.2 Оценка экономической эффективности от переоборудования ССЗ в ЧНСЗ

Определим экономических эффект от переоборудования существующей селективной системы защиты в частично-неселективную, снижающую вероятность пережога контактных проводов и, тем самым, повышающую надежность электроснабжения тяги поездов.

Для этого воспользуемся некоторыми из основных показателей для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов [96; 97], а именно интегральным эффектом и сроком окупаемости инвестиций.

Интегральный эффект от переоборудования в ЧНСЗ или, иначе, чистая приведенная стоимость предотвращенного ущерба от последствий пережога контактных проводов при работе ССЗ, могут быть найдены по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ИНТ}} = R - EK_0, \quad (3.87)$$

где R – годовой экономический результат по понесенным затратам от использования существующей ССЗ;

K_0 – инвестиционные затраты в исходный год на переоборудование ССЗ в ЧНСЗ;

E – норма дисконта, регламентируемая ожидаемым эффектом от переоборудования, принимается для устройств электроэнергетики равной 0,12.

Годовой экономический результат по понесенным затратам при использовании существующей ССЗ определяется, как ущерб от пережога контактных проводов, куда входят затраты на восстановление контактной сети и ущерб от простоя грузовых поездов во время задержек, вызванных пережогом.

За исходные данные по указанным ущербам в системе электроснабжения приняты расчетные данные кафедры «Электроэнергетика транспорта» РУТ (МИИТ), которые использовались, например, в монографии [98].

Так, при точечном пережоге затраты на восстановление контактной сети составляют $R_{B1} = 108230$ руб. При пережоге со сматыванием контактного провода в одном пролете и, тоже, на длине 300 м ущерб равен $R_{B2} = 497868$ руб. и $R_{B3} = 2301115$ руб. соответственно.

Таким образом, среднее значение материальных затрат по трем возможным сценариям пережога контактных проводов составит [98]:

$$R_B = \frac{R_{B1} + R_{B2} + R_{B3}}{3} = \frac{108230 + 497868 + 2301115}{3} = 969071 \text{ руб.} \quad (3.88)$$

Применительно к межподстанционной зоне с числом присоединений питающих линий контактной сети равным 8 (при двухпутном участке) годовые затраты на восстановление контактной сети приведенные к одному присоединению в результате будут следующими:

$$R_B^\Gamma = \frac{R_B}{8} = \frac{969071}{8} = 121134 \text{ руб.} \quad (3.89)$$

По расчетным данным [98] усредненный ущерб от простоя грузовых поездов во время задержек, вызванных пережогом контактных проводов для одной межподстанционной зоны составляет $R_D = 22210$ руб.

Тогда, на одно присоединение питающей линии контактной сети годовой ущерб от простоя грузовых поездов будет равен:

$$R_D^\Gamma = \frac{R_D}{8} = \frac{22210}{8} = 2776 \text{ руб.} \quad (3.90)$$

В итоге годовой экономический результат по понесенным затратам при использовании существующей ССЗ составит:

$$R = R_B^\Gamma + R_D^\Gamma = 121134 + 2776 = 123910 \text{ руб.} \quad (3.91)$$

Инвестиционные затраты в исходный год на переоборудование ССЗ в ЧНСЗ определяются стоимостью перенастройки существующих дистанционных защит выключателей питающих линий контактной сети межподстанционной зоны. В указанную стоимость входят затраты, связанные с работой бригады ремонтно-ревизионного участка (РРУ) дистанции электроснабжения, которые можно определить по формуле:

$$K_0 = n \cdot \sum_{i=1}^m K_{ip} \cdot t_1, \quad (3.92)$$

где K_{ip} – стоимость 1-го часа работы члена бригады РРУ i -го разряда, руб./час;

t_1 – время работы бригады РРУ, час;

m – число членов бригады;

n – начисления на заработную плату, $n = 1,359$.

По предоставленным железной дорогой данным в состав бригады РРУ дистанции электроснабжения входят два электромеханика (156,8 руб./час), электромонтер 6 разряда (133,57 руб./час), электромонтер 5 разряда (122,66 руб./час).

Предполагается, что работа ведется в одну смену, продолжительностью 8,2 часа (при пятидневной рабочей неделе с двумя выходными днями).

Тогда, инвестиционные затраты на переоборудование ССЗ в ЧНСЗ в соответствии с (4.6) составят:

$$K_0 = 1,359 \cdot (2 \cdot 156,8 \cdot 8,2 + 133,57 \cdot 8,2 + 122,66 \cdot 8,2) = 4672,6 \text{ руб.} \quad (3.93)$$

Таким образом, в соответствии с (4.1) интегральный эффект от переоборудования ССЗ в ЧНСЗ на одном присоединении питающей линии контактной сети межподстанционной зоны равен:

$$\mathcal{E}_{\text{Инт}} = 123910 - 0,12 \cdot 4672,6 = 123349,3 \text{ руб.} \quad (3.94)$$

В результате, по одной межподстанционной зоне величина экономического эффекта от переоборудования в ЧНСЗ составит:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{инт}} \cdot 8 = 123349,3 \cdot 8 = 986794,4 \text{ руб.} \quad (3.95)$$

Срок окупаемости инвестиций или, другими словами, срок возврата затрат на переоборудования существующей ССЗ в ЧНСЗ можно определить по формуле:

$$T_0 = \frac{K_0}{R} = \frac{4672,6}{123910} \cong 0,04 \text{ года} \quad (3.96)$$

Таким образом, годовой экономический эффект от переоборудования существующих защит присоединений одной межподстанционной зоны в ЧНСЗ составляет 0,987 млн. руб. при сроке окупаемости в 14 дней.

Следовательно, переоборудование существующих защит в ЧНСЗ, позволяющее исключить ущерб от последствий пережога контактных проводов, является экономически оправданным.

3.8 Выводы по главе

1. Применение существующих способов защиты от токов КЗ в тяговой сети является причиной пережога контактных проводов (при ССЗ) или ложных отключений выключателей питающих линий ТП и ПС (при НСЗ). Переход на ЧНСЗ позволит исключить вероятность пережога контактных проводов при незначительном числе ложных отключений выключателей питающих линий, а значит повысить надежность электроснабжения тяги поездов.

2. Получено аналитическое решение для определения истинной зоны неселективного действия защит ЧНСЗ при повреждении вблизи ТП или ПС. Установлено, что длина истинной зоны неселективного действия защит ЧНСЗ составляет менее половины длины настраиваемой зоны неселективности ($0,83 \div 1,261$ км) вследствие взаимодействия токов КЗ в контактных сетях параллельных путей межподстанционной зоны.

3. Применение СЗПС в тяговой сети переменного тока, как альтернативы ЧНСЗ позволит также уменьшить время отключения повреждения в пределах всей защищаемой зоны по сравнению с ССЗ и не допустить ложных отключений выключателей питающих линий.

4. Установлено, что длина зоны каскадного действия защит СЗПС аналогично длине истинной зоны неселективного действия защит ЧНСЗ крайне мала и составляет менее половины длины участка настраиваемой зоны защиты, выходящей за пределы защищаемого зоны.

5. Установлено, что длина зоны неселективности защит СЗПС при отключении одного из путей двухпутного участка составляет менее половины защищаемой зоны (около 7 км). Поэтому неселективную работу защит системы в случае отключения одного из путей двухпутного участка за ПС целесообразно оставить с точки зрения повышения надежности электроснабжения.

6. Введение в третьей ступени защит НСЗ выдержки времени 0,2 с обеспечит селективную работу с защитами выключателей питающих линий станции и линии ДПР, тогда как опасность пережога контактных проводов будет минимальна.

7. Анализ вероятных условий пережога контактных проводов показал, что применение, как ЧНСЗ, так и СЗПС практически полностью предотвращает вероятность пережога на участках с выключателями с временем действия не более 0,04 с и является необходимым условием обеспечения надежности электроснабжения тяговой сети.

8. При селективном способе организации защиты участков контактной сети опасность пережога в зонах вблизи ТП и ПС достаточно велика и она тем выше чем ближе подстанции участка к питающему центру.

9. Переоборудование ССЗ в ЧНСЗ является экономически оправданным. Годовой экономический эффект от переоборудования защит присоединений одной межподстанционной зоны составляет 1 млн. руб. при сроке окупаемости в 14 дней.

4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Особенность работы автоматики электроснабжения тяговой сети переменного тока

4.1.1 Существующий алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети

Надежность системы электроснабжения при организации защиты от токов КЗ на основе рассматриваемых систем может быть существенно повышена путем использования средств автоматики.

В настоящее время автоматизация электроснабжения тяговой сети переменного тока с селективной системой работы релейной защиты в соответствие с нормативными документами [99; 100] выполнена следующим образом. При КЗ в любой точке контактной сети, отключаются выключатели питающей линии контактной сети на ТП *в1* и на ПС *в4* (рисунок 4.1). Далее по АПВ выключателя *в2* питающей линии контактной сети ТП с нормированным временем 5 – 7 с происходит его включение при проходящем КЗ и затем по встречному напряжению включается выключатель *в4* рассматриваемой питающей линии на ПС штатным АПВ.

Другими словами существующий алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети на основании [100] для участков с ПС на выключателях и с селективной защитой межподстанционной зоны представляет следующую последовательность действий:

- КЗ в тяговой сети;
- отключение от защиты «четвертушки» участка контактной сети межподстанционной зоны;
- включение по АПВ (5 – 7 с) выключателя *в2* на ТП;
- включение выключателя *в4* на ПС по встречному напряжению.

Таким образом, при аварийном отключении выключателей напряжение в контактной сети будет отсутствовать более 5 с. За это время, например, при работе в тяговой сети электровозов ВЛ-80с (с машинным фазорасщепителем), успевает «разобраться» схема их тягового режима, что происходит через 1,5 – 2 с после снятия напряжения, так как фазорасщепитель теряет скорость и дает команду на отключение контакторов тяговых двигателей. Чтобы восстановить тяговый режим машинисту требуется не менее 1 – 2 мин. Если тяжеловесный состав идет по подъему свыше 6%, то большая вероятность его остановки с известными последствиями прекращения движения поездов на участке [101].

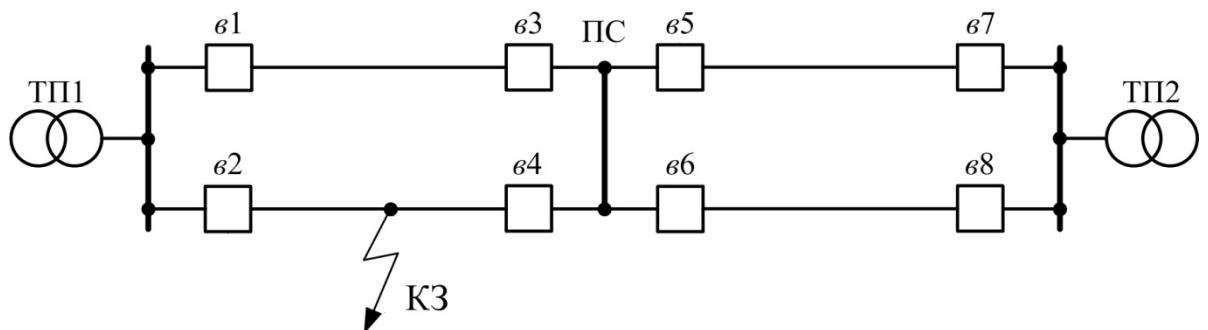


Рисунок 4.1 – Схема питания межподстанционной зоны

Для предотвращения остановки движения поездов при аварийных ситуациях в тяговой сети необходимо введение функций определения проходящего (устойчивого) КЗ в отключенной контактной сети (об указанных функциях речь пойдет ниже). В этом случае при проходящих КЗ выполняется быстродействующее БАПВ с временем 0,5 с, и тогда схема тягового режима на электровозе не успевает разобраться [98; 102-105].

Терминалы ИнTer с указанными новыми функциями успешно работают на ТП участка Горьковской железной дороги и на некоторых других участках уже более 8 лет. Однако для реализаций указанных функций требуется установка трансформатора напряжения у выключателя каждого присоединения питающей линии со стороны контактной сети. В проектном варианте ТП такого трансформатора нет [106].

Поэтому введение функции определения устойчивого (проходящего) КЗ стало возможным на ПС (рисунок 4.2) в связи с наличием в его проектном варианте трансформаторов напряжения на каждой питающей линии контактной сети [107; 108].

Следовательно, современный ПС на выключателях (см. рисунок 4.2) отличается введением следующих новых функций: определением устойчивого (проходящего) КЗ в отключенной контактной сети и определением места повреждения, которые он приобрел с включением на каждом выключателе питающей линии контактной сети интеллектуального терминала ИнТер [108-113]. При совместном применении этих функций, в частности, после аварийного отключения выключателя и определения места повреждения решается вопрос о возможности повторного включения выключателя. По каналам ТУ-ТС телемеханики информация от ИнТер передается в диспетчерскую для принятия соответствующих мер по восстановлению напряжения (или автоматически, или оперативно энергодиспетчером).

На схеме (рисунок 4.2) оборудование имеет следующие обозначения:

$1Q\bar{P}1-4Q\bar{P}1$ – выключатель ПС;

$1TA1-4TA1$, $TA1$, $TA2$ – трансформатор тока;

$1TV1-4TV1$ – трансформатор напряжения;

$1FV1-4FV1$ – ограничитель перенапряжения;

$1FU1-4FU1$ – предохранитель;

$A1$ – шкаф управления фидерами;

$A2$ – шкаф телемеханики;

$1A1-4A1$ – терминал ИнТер.

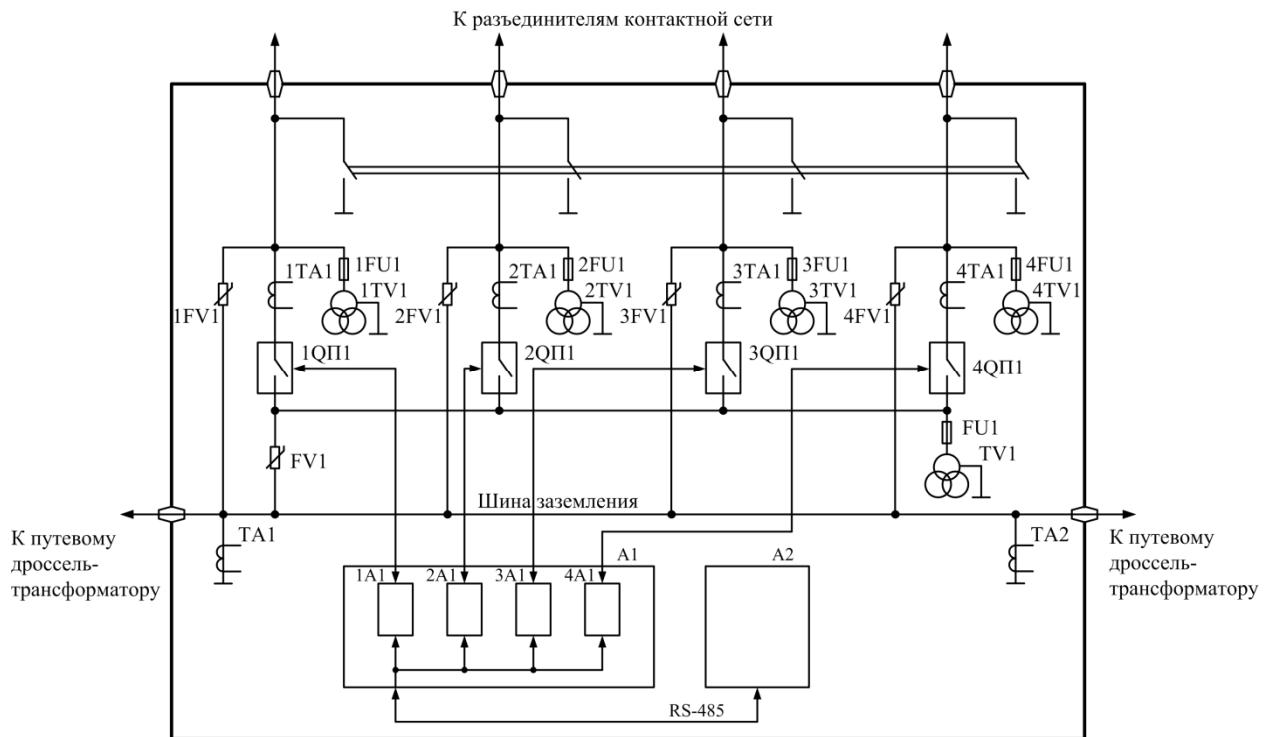


Рисунок 4.2 – Схема ПС ОOO «НИИЭФА-ЭНЕРГО» для двухпутных участков железных дорог ПСК-27,5 с интеллектуальными терминалами ИнТер

4.1.2 Функции автоматики электроснабжения тяговой сети

Разберем принцип работы новых функций автоматики.

1. Функция определения (контроля) устойчивого (проходящего) КЗ в отключенного контактной сети по остаточному напряжению (УККЗ).

После аварийного отключения выключателя, питающего контактную сеть, на котором произошло КЗ, электровозы некоторое время (до 1,5 – 2 с) продолжают генерировать напряжение от асинхронной машины – фазорасщепителя «старых» электровозов (например, ВЛ-80с) или от асинхронных вспомогательных машин собственных нужд «новых» электровозов (например, 2ЭС5К, 3ЭС5К), рисунок 4.3 [114; 115].

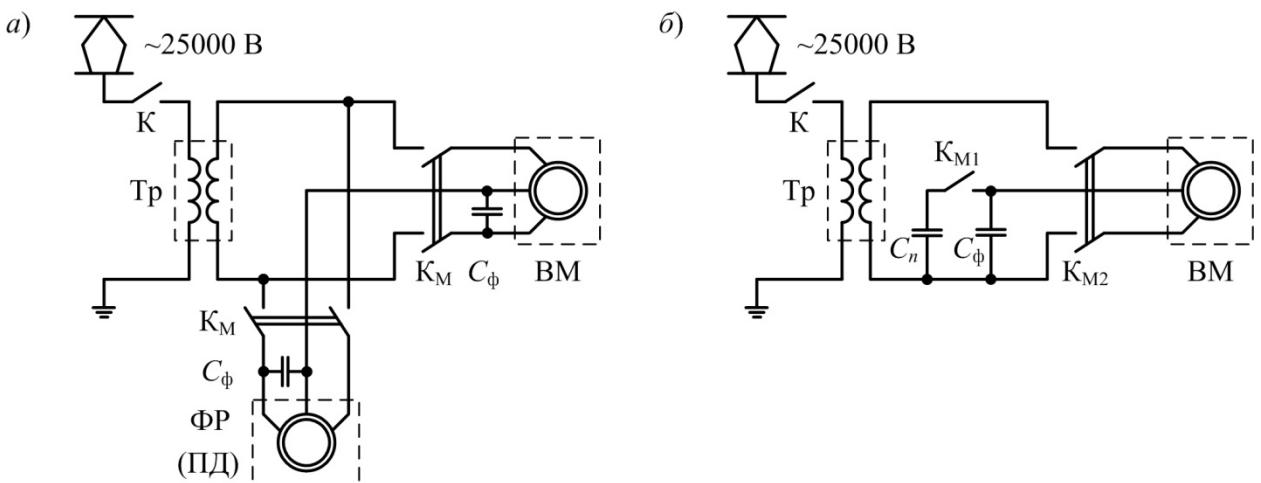


Рисунок 4.3. Упрощенная схема питания вспомогательных машин ВМ переменного тока с вращающимся фазорасщепителем ФР (пусковым двигателем ПД) (а), со статическим конденсаторным расщепителем фаз (б).

На рисунке 4.3 обозначения коммутационных аппаратов: К – главный выключатель электровоза, К_M, К_{M2} – пускатели асинхронных машин, К_{M1} – переключатель конденсаторов.

В последние годы в электровозах «Ермак» устанавливают дополнительно пусковой двигатель НБА55, работающий без нагрузки и выполняющий функции расщепителя фаз. Указанное увеличивает общую мощность асинхронной нагрузки.

Генерируемое напряжение асинхронных машин в режиме выбега называют остаточным [116], его частота работающих машин на выбеге постепенно снижается: за 2 с частота снижается до 47 – 46 Гц и ниже. Тем самым, асинхронные машины генерируют напряжение частотой ниже 50 Гц, обычно контролируется напряжение 48 – 48,5 Гц, факт которого определяет:

- отсутствие КЗ в контактной сети;
- отключены все источники напряжения 50 Гц на рассматриваемом участке контактной сети.

Общая мощность вспомогательных машин на электровозах переменного тока (мотор-вентиляторы, мотор-компрессоры) составляет до 7 – 10% от общей мощности тяговых двигателей при потреблении ими до

10% электроэнергии, затрачиваемой на тягу. Мощность фазорасщепителя соизмерима с мощностью вспомогательных машин. Таким образом, мощность асинхронных двигателей такова, что можно достаточно точно измерить остаточное напряжение с помощью трансформатора напряжения ТН-27,5 кВ, установленного в тяговой сети, например, у ТП.

При устойчивом КЗ в любой точке тяговой сети систем 25 и 2x25 кВ указанное напряжение близко к нулю, так как сопротивление асинхронных двигателей электровоза на несколько порядков больше сопротивления тяговой сети [117; 118]. Если остаточное напряжение близко к нулю, – это является условием необходимости блокировки АПВ.

Следует обратить внимание на время БАПВ. Практика работы БАПВ с временем 0,5 с на Горьковской железной дороге показала, что могут быть случаи повторного КЗ после БАПВ (то есть случаи неуспешного БАПВ, хотя по опыту эксплуатации их не более 5% от всех аварийных отключений). Это объясняется тем, что обычно остаточное напряжение не более 6 – 10 кВ, а при включении выключателя подается в контактную сеть напряжение 27,5 кВ. Анализ аварийных ситуаций показал, что в связи со спецификой процесса деионизации дуги в месте повреждения в тяговом электроснабжении с ростом времени бестоковой паузы в пределах 0,5 до 2 с растет надежность повторного включения. При этом следует учесть особенности работы электрифицированного участка.

Для «удержания» схемы диодных ЭПС (например, ВЛ-80с) в тяговом режиме следует вводить БАПВ с временем задержки 0,5 – 0,7 с. Это требование распространяется на участки с тяжеловесным движением и с подъемами выше 6 % [98]. На равнинных участках с подъемами менее 6 % в случае бестоковой паузы более 0,5 – 0,7 с схема ЭПС также будет разбираться и состав остановиться, однако после остановки поезд самостоятельно без вспомогательного электровоза сможет продолжить движение. К сожалению, в ЭПС с выпрямительно-инверторным преобразователем (ВИП) даже при кратковременном исчезновении

напряжения в контактной сети ($0,2 - 0,3$ с) система управления тиристорами теряет синхронизацию с сетью. Поэтому «удержание» ЭПС в тяговом режиме при БАПВ исключается. При этом в ряде публикаций (например, при испытаниях автоматической нейтральной вставки в контактной сети) утверждается необходимость модернизации схем электровоза для сохранения тягового режима ЭПС при кратковременных исчезновениях напряжения в контактной сети [119].

Что же касается «удержания» схемы ПС на разъединителях во включенном состоянии при аварийной обстановке на контактной сети, то здесь время БАПВ можно установить в пределах $0,5 - 2$ с. В частности, при БАПВ в 2 с время «разбора» ПС должно быть $2,5 - 3$ с.

Таким образом, БАПВ следует выполнять с временем $0,5$ с для удержания схемы диодных ЭПС в тяговом режиме на участках с подъемами более 6% на период аварийного процесса в тяговой сети. В остальных случаях БАПВ можно выполнять с повышенным временем до 2 с. Как следствие указанного: на каждой межподстанционной зоне следует рассчитывать время задержки БАПВ в пределах $0,5 - 2$ с.

Итак, особенностью функции определения устойчивого КЗ, основанной на остаточном напряжении является кратковременность его действия, то есть с его помощью можно формировать только быстродействующее АПВ (то есть БАПВ с временем до $0,5 - 2$ с) [98]. Для определения устойчивого (проходящего) КЗ через более длительный промежуток времени используют факт наличия наведенного напряжения в отключенной контактной сети.

2. Функция определения (поиска) устойчивого (проходящего) КЗ в отключенного контактной сети по наведенному напряжению (УПКЗ).

Наведенное напряжение в отключенной контактной сети формируется от контактной сети соседнего пути и (или) от линии ДПР [98; 105; 120]. От контактной сети соседнего пути в системах электроснабжения 25 и 2×25 кВ наведенное напряжение составляет $3 - 5$ кВ и более. При устойчивом КЗ наведенное напряжение электрического характера приближается к нулю. Что

касается наведенного напряжения магнитного характера, то оно зависит от нагрузки контактной сети соседнего пути. Но в любом случае оно значительно меньше наведенного напряжения электрического характера.

Следует учесть особенности наведенного напряжения:

- При отключении КЗ в отключенной контактной сети раньше возникает остаточное напряжение от асинхронных машин ЭПС и только через 1,5 – 2 с после отключения собственных нужд электровоза, то есть после исчезновения остаточного напряжения появляется наведенное напряжение [98]. Это обстоятельство ограничивает возможности наведенного напряжения в реализации БАПВ и применяется при АПВ с временем задержки более 2 – 3 с. Кроме того, наведенное напряжение успешно применяется при отыскании зоны повреждения без опробования изоляции контактной сети путем включения выключателей [98].
- В классической схеме защиты межподстанционной зоны, когда при КЗ отключается «четвертушка» межподстанционной зоны, для основного АПВ (АПВ-2) применяется контроль по наведенному напряжению, то есть при устойчивом КЗ вводится блокировка АПВ на выключатели ПС.

3. Функция определения места повреждения (ОМП) в контактной сети [109; 111; 113].

Эта функция была введена в работу, когда на питающей линии контактной сети ПС Второво на скоростном участке Горьковской ж.д. установили специально подготовленный в ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО» интеллектуальный терминал ИнТер. Прошедшие за полгода КЗ в контактной сети подтвердили необходимость выполнения требований [109; 113] к настройке уставок ОМП, а именно: для большей точности определения места повреждения следует предварительно выполнить измерения в двух опытах КЗ рассматриваемой межподстанционной зоны, которые загружаются в терминал ИнТер в качестве уставок ОМП. В соответствие с [109; 113] в первом опыте КЗ для измерения параметров контактной сети при отсутствии тока смежного пути рассчитывается сопротивление тяговой сети и угол

сдвига фаз напряжения и тока. Во втором опыте КЗ при наличии тока смежного пути определяется коэффициент взаимного комплексного (реактивного) сопротивления смежных контактных проводов в двухпутном участке.

4.2 Разработка мероприятий по снижению времени восстановления напряжения в контактной сети

В случае частично-неселективной и неселективной систем защиты от токов КЗ в тяговой сети, когда существует вероятность неселективного отключения выключателей, для надежного электроснабжения особенно необходимо до минимума снизить время отсутствия напряжения в контактной сети при аварийном отключении выключателя.

Для этого, как уже было сказано, необходимо при аварийном отключении выключателя от проходящего КЗ или в случае неселективного действия защит выполнить БАПВ присоединений питающих линий ПС контактной сети при работе функций определения проходящего (устойчивого) КЗ в отключененной контактной сети.

Определим возможное время подачи напряжения в тяговую сеть при различных вариантах электроснабжения и работы защит.

При ССЗ выключателей ТП и ПС с учетом работы вторых ступеней дистанционных защит и времени запаса на работу БАПВ напряжение в тяговой сети появится через $0,3 + 0,3 = 0,6$ с.

При НСЗ и ЧНСЗ с нулевой выдержкой времени основных защит, с ПС на выключателях время БАПВ равно 0,3 с.

Указанное время БАПВ (0,3 – 0,6 с) будет при работе УККЗ. Если БАПВ работает от УПКЗ, то следует прибавить время 0,3 с на возможную работу УРОВ выключателей присоединений питающих линий контактной сети. Итак, время отсутствия напряжения в контактной сети при наличии БАПВ на ПС будет составлять 0,3 – 0,9 с, что значительно меньше, чем

нормативное время ($5 - 7$ с). Главное, что при БАПВ с временем $0,3 - 0,9$ с есть возможность «удержать» схему тягового режима электровоза с машинным фазорасщепителем, так как схема тягового режима в электровозе (например, ВЛ 80с) «разбирается» через $1 - 2$ с. [98].

Таким образом, следует изменить алгоритм автоматизации ПС контактной сети переменного тока с введением на них АПВ с минимальной выдержкой времени.

Для реализации этой цели разработан способ частично-неселективной защиты тяговой сети переменного тока [121] и устройство автоматизации поста секционирования контактной сети [122].

Способ заключается в проверке наличия КЗ в аварийно отключенной контактной сети, основные защиты которой выполнены с нулевой выдержкой времени, с помощью определения устойчивого (проходящего) КЗ и включении аварийно отключенной питающей линии при отсутствии КЗ с минимальной выдержкой времени АПВ.

Для пояснения предлагаемого способа частично неселективной защиты тяговой сети переменного тока рассмотрим схему ПС (рисунок 4.4), на которой приняты следующие обозначения:

- ШПС – шина поста секционирования;
- $\varepsilon 1 \dots \varepsilon 4$ – выключатели;
- ТТ – трансформатор тока;
- TH – трансформатор напряжения;
- БЗ – блок защит;
- УОКЗ – блок устройства определения устойчивого (проходящего) КЗ;
- УАПС4 – устройство автоматизации ПС контактной сети к выключателю $\varepsilon 4$;
- УАПС1, УАПС2, УАПС3 – то же к выключателям $\varepsilon 1, \varepsilon 2, \varepsilon 3$.

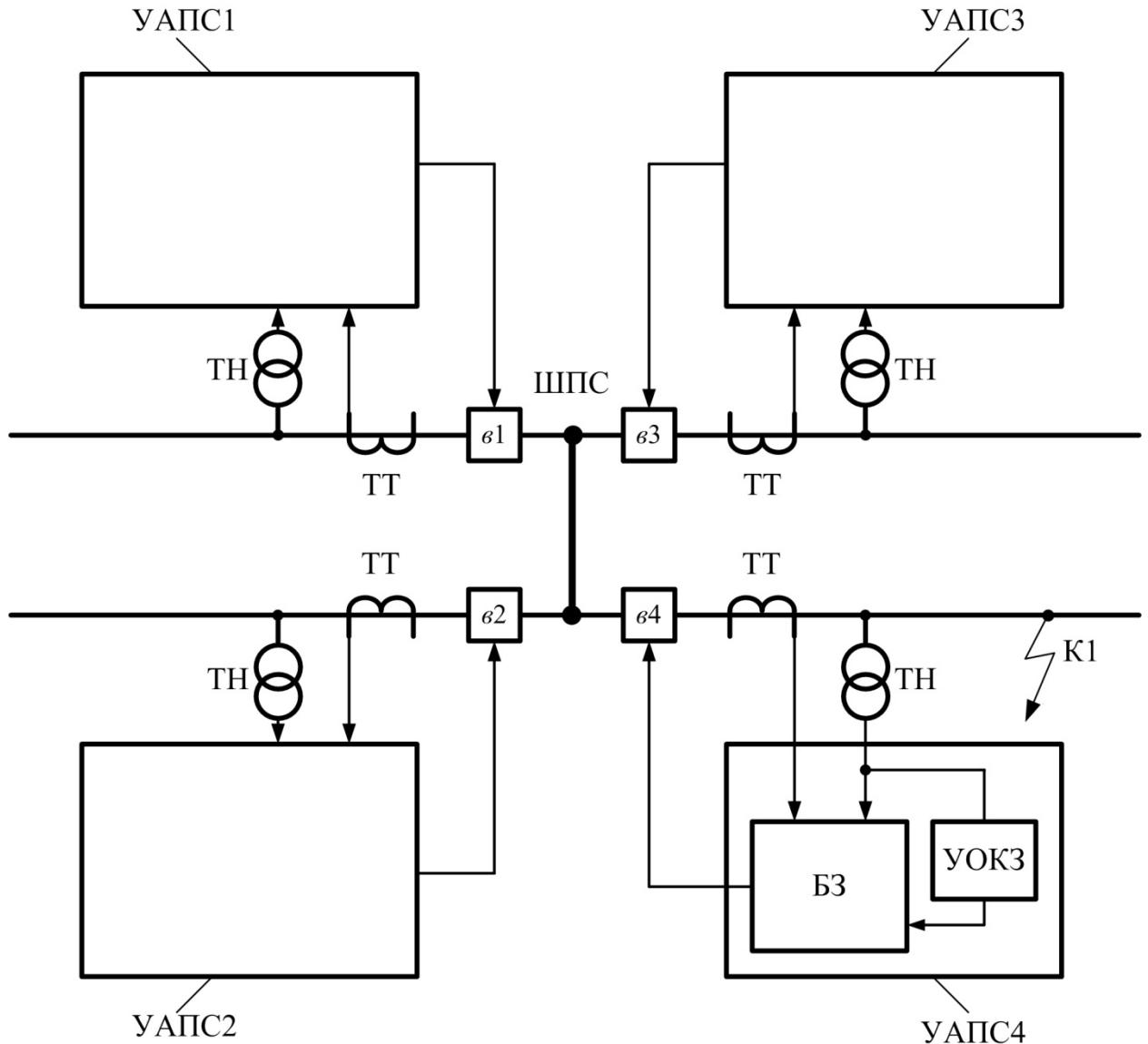


Рисунок 4.4 – Пост секционирования контактной сети

К трансформаторам тока ТТ и напряжения ТН выключателя **в4** подключен блок защиты БЗ, который при КЗ в точке контактной сети К1 дает команду на отключение выключателя с нулевой выдержкой времени. После отключения последнего блок УОКЗ, куда входят УККЗ и УПКЗ, подключенный к трансформатору напряжения ТН, по остаточному (наведенному) напряжению определяет, исчезло ли в отключенной контактной сети КЗ К1. Если КЗ исчезло, то блоком БЗ выполняется команда на включение выключателя **в4** с минимально возможной выдержкой времени. Это время 0,3 – 0,9 с. Аналогично происходит работа защиты и автоматики

при КЗ на других участках контактной сети, при этом работают по аналогии с устройством автоматизации УАПС4 выключателя ω_4 устройства автоматизации УАПС1, УАПС2, УАПС3 выключателей $\omega_1, \omega_2, \omega_3$.

Таким образом, при КЗ в точке К1 отключается выключатель ω_4 от защиты без выдержки времени, проверяется отсутствие КЗ в контактной сети блоком УККЗ (УПКЗ), если КЗ проходящее, тодается команда от блока БЗ на включение выключателя ω_4 по АПВ с минимальной выдержкой времени 0,3 - 0,9 с. В этом случае все электровозы будут продолжать движение в прежнем режиме.

Итак, рассматриваемый способ позволит существенно снизить время восстановления напряжения в контактной сети в аварийных ситуациях и, в частности, исключить случаи остановки тяжеловесных поездов при проходящих КЗ.

Поясним работу устройства автоматизации поста секционирования (УАПС), для чего рассмотрим его схему на рисунке 4.5 со следующими обозначениями:

- ШПС – шина поста секционирования;
- ω_4 – выключатель;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТН – трансформатор напряжения;
- БЗ – блок защит;
- РЗ – замыкающий контакт выходного реле защит;
- УККЗ – блок устройства контроля короткого замыкания;
- РККЗ – замыкающий контакт выходного реле блока;
- УПКЗ – блок устройства поиска КЗ;
- РВ1 – замыкающий контакт реле времени РВ в блоке УПКЗ;
- РПКЗ – замыкающий контакт выходного реле блока УПКЗ;
- ЭВ – электромагнит включения выключателя ω_4 ;
- БАЗ – блок автоматизации выключателя ω_4 присоединения питающей линии контактной сети.

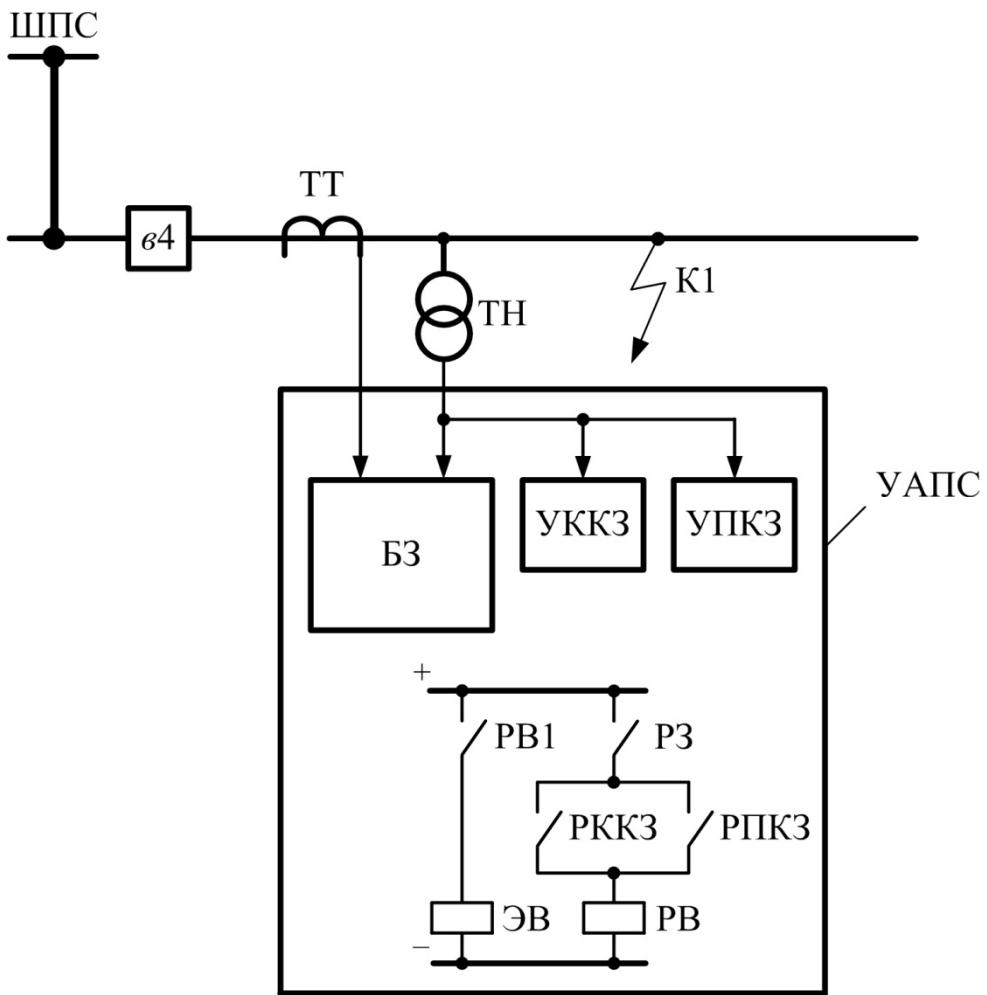


Рисунок 4.5 – Схема устройства автоматизации поста секционирования

После аварийного отключения выключателя $v4$, например, в результате КЗ в точке K1 (см. рисунок 4.5) срабатывают устройства контроля проходящего (устойчивого) КЗ УККЗ и (или) поиска повреждения УПКЗ. В случае проходящего КЗ выходной контакт блока УККЗ и (или) выходной контакт блока УПКЗ замыкается и при замкнутом контакте выходного реле защищает РЗ с работой реле времени РВ, осуществляющей с временем 0,3 с (время запаса) и его контактом РВ1 подается команда на включение выключателя $v4$ через электромагнит включения выключателя ЭВ. При устойчивом КЗ, выходные контакты РККЗ и РПКЗ блоков УККЗ и соответственно УПКЗ не замкнутся и включения выключателя не произойдет.

Устройства УККЗ и УПКЗ дополняют друг друга, например, когда не сработало устройство УККЗ (при отсутствии электроподвижного состава на контролируемом участке или при ЭПС на участке без машинных фазорашепителей) или не сработало устройство УПКЗ (при отсутствии смежного присоединения питающей линии контактной сети или присоединения ДПР).

Таким образом, при применении данного устройства УАПС значительно снижается возможное время подачи напряжения в тяговую сеть, зависящее от варианта электроснабжения и способа организации защиты и, как результат, повышается эффективность автоматизации электроснабжения межподстанционной зоны.

4.3 Новый алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети переменного тока

Предлагается следующий вариант автоматизации электроснабжения тяговой сети с функцией определения проходящего (устойчивого) КЗ на ПС. Как указано, ПС изготавливаются с трансформаторами напряжения на каждую питающую линию контактной сети, поэтому реализовать новый алгоритм достаточно просто и он заключается в следующем.

При КЗ в любой точке питающей линии контактной сети отключаются выключатели на ТП и ПС. Однако далее при проходящем КЗ работает БАПВ выключателя ПС и происходит его включение с временем 0,5 – 0,7 с. Схема тягового режима электровоза не разбирается. Что касается выключателя питающей линии со стороны ТП, то его схему АПВ выполняют зависимым и оно работает после получения сообщения по каналам телеуправления об успешном БАПВ на ПС, где телеуправление выступает в роли устройства позволяющего активно воздействовать на удаленный объект [123]. Остается рассмотреть вопрос, как выполнить АПВ питающей линии ТП зависимым от успешной работы АПВ на ПС.

Совершенно ясно, что если установить трансформатор напряжения на питающей линии контактной сети ТП, то вопрос решается элементарно. Но в этом случае монтаж трансформаторов напряжения на каждой питающей линии приведет к значительному удорожанию проекта. Возможен другой вариант – оставить без изменения существующую схему АПВ питающей линии на ТП без контроля устойчивого КЗ, то есть «слепое» АПВ с выдержкой 5 – 7 с. При этом требуемое сокращение времени отсутствия напряжения в контактной сети до 0,5 – 2 с в случае проходящих КЗ выполняется [122]. Однако включение выключателя поврежденной питающей линии ТП на устойчивое КЗ может привести к пережогу контактных проводов [98]. Более того, в зоне возле ТП вероятность пережога при АПВ возрастает [95].

Поэтому наиболее рациональным вариантом является реализация зависимого АПВ на ТП с использованием телемеханики [124].

Предлагаемый алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети (рисунок 4.6) следующий:

После аварийного отключения выключателя ПС *в4*, например, в результате КЗ на питающей линии контактной сети (см. рисунок 4.1), реализуемого от защит происходит одновременное выполнение функций определения устойчивого (проходящего) КЗ в отключенном контактной сети, как по остаточному напряжению, так и по наведенному напряжению.

В случае проходящего КЗ БАПВ выключателя *в4*, используемое вместо обычного АПВ 1-й ступени, дает команду на его включение с минимально возможной выдержкой времени.

Время перерыва питания составит:

$$t_{\text{ПЕР}} = t_{\text{ЗАЩ}} + (0,5 + 2) \text{ с}, \quad (4.1)$$

где $t_{\text{ЗАЩ}}$ – время защиты.

После включения выключателя *в4* ПС по последовательному каналу связи, предназначенному для телемеханики, передается команда на включение выключателя *в2* ТП.

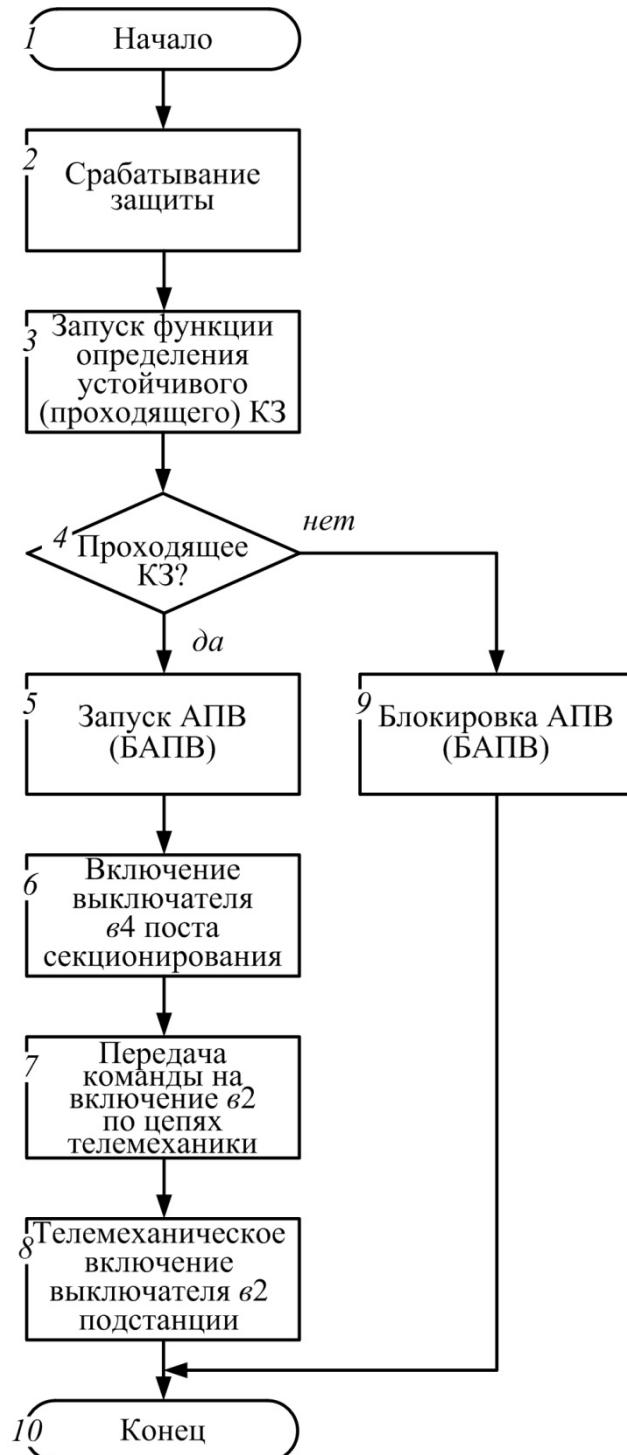


Рисунок 4.6 – Схема нового алгоритма автоматизации электроснабжения тяговой сети

В случае устойчивого КЗ БАПВ команду на включение $v4$ не дает, а выполняется АПВ 2-й ступени, необходимое для резервирования работы алгоритма БАПВ.

После аварийного отключения выключателя измеряется остаточное напряжение и, если оно меньше 48,5 Гц и больше 800 В, то подается команда (БАПВ) один раз на включение выключателя [109; 113]. Если частота более 48,5 Гц и напряжение меньше 800 В, то вводится запрет БАПВ.

В результате был разработан способ позволяющий исключить возможность подачи напряжения на устойчивое КЗ путем выполнения АПВ питающих линий ТП зависимым от успешной работы БАПВ ПС с использованием телемеханики [125]. Рассмотрим его работу.

На рисунке 4.7 представлена схема рассматриваемого способа автоматизации электроснабжения тяговой сети переменного тока со следующими обозначениями:

ТП1, ТП2 – тяговые подстанции;

ПС – пост секционирования контактной сети на выключателях с трансформаторами тока и напряжения;

$\sigma_1 \dots \sigma_8$ – выключатели;

ТН – трансформатор напряжения на присоединении ПС;

ТТ – трансформатор тока на присоединениях ПС;

АПВ – устройство АПВ выключателя питающей линии ТП;

2П – блок приема информации об успешном включении выключателя ПС по БАПВ;

УАПС – устройство автоматизации выключателя соответствующего присоединения питающей линии ПС, включающее блоки защиты и контроля устойчивого (проходящего) КЗ (УПКЗ и УККЗ);

1П – блок передачи информации об успешном включении выключателя ПС по БАПВ;

Φ – заградительный фильтр низких частот;

У – усилитель сигналов телемеханики;

ЛС – линия связи телемеханики;

РВ1 – выходной замыкающий контакт реле времени устройства автоматизации выключателей ПС;

1ЭВ – электромагнит включения выключателя питающей линии ПС;

1РВ – катушка первого реле времени с замыкающими контактами 1РВ1, 1РВ2;

1РВ1 и 1РВ2 – замыкающий мгновенный контакт и основной контакт соответственно первого реле времени;

РП – катушка промежуточного реле с замыкающими контактами РП1, РП2, РП3;

РП1, РП2, РП3 – первый, второй и третий замыкающие контакты промежуточного реле;

2РВ – катушка второго реле времени с замыкающим контактом 2РВ1;

2РВ1 – замыкающий контакт второго реле времени;

Q – замыкающий блок-контакт включенного положения выключателя питающей линии ПС;

R_1, R_2 – первый и второй резисторы;

VD_1, VD_2, VD_3 – первый, второй и третий диоды;

1П1 – передатчик блока передачи информации об успешном АПВ от ПС на ТП;

2П1 – приемник блока приема информации об успешном АПВ с ПС на ТП;

3РВ – катушка третьего реле времени с замыкающим контактом 3РВ1;

3РВ1 – замыкающий контакты третьего реле времени;

4РВ1 – выходной замыкающий контакт реле времени устройства АПВ выключателя ТП;

2ЭВ – электромагнит включения выключателя питающей линии ТП;

А – команда запуска передатчика информации об успешном АПВ на ПС;

В – команда на включение выключателя на ТП.

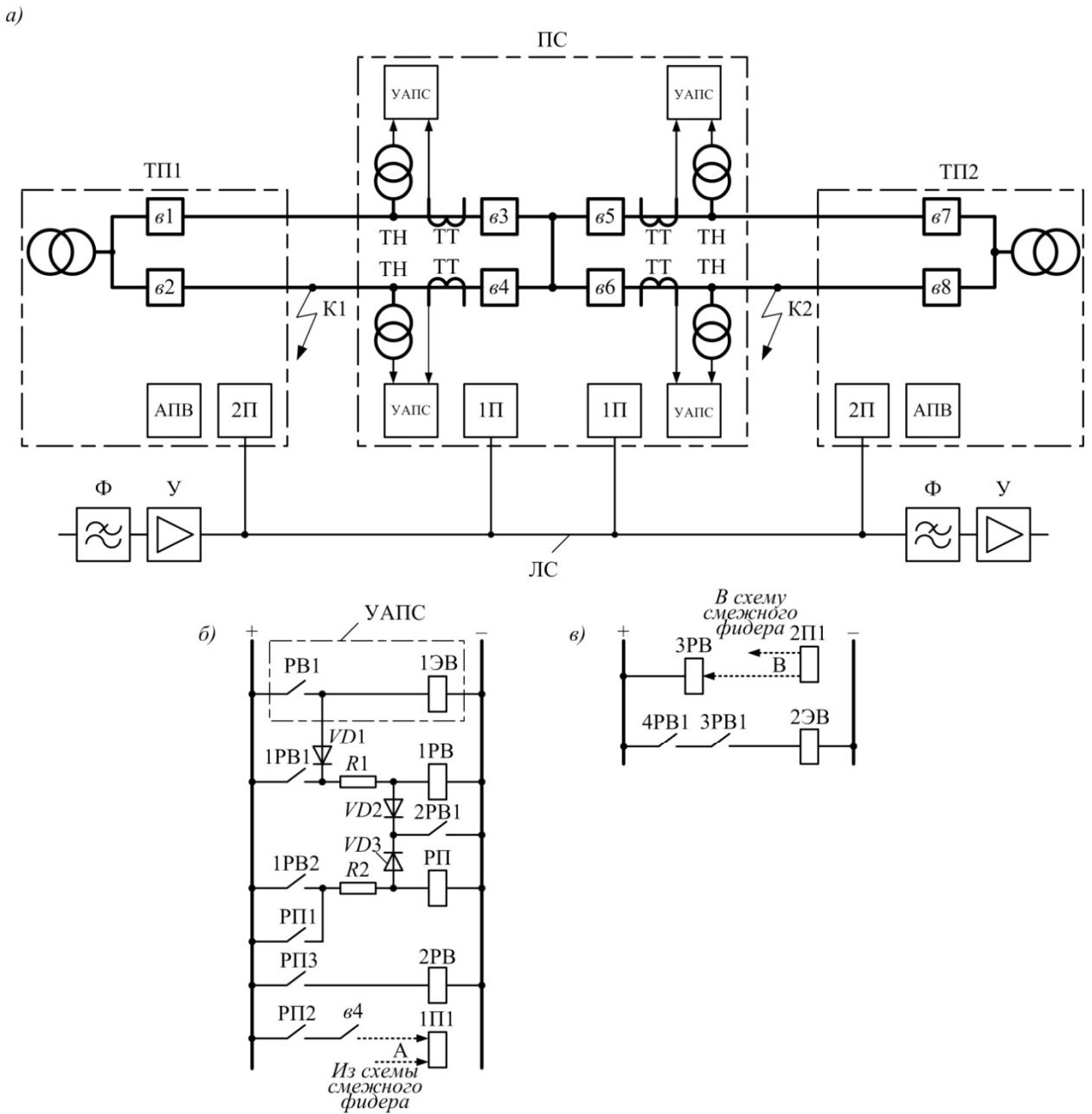


Рисунок 4.7. Схема автоматизации электроснабжения тяговой сети переменного тока (a); схема автоматизации выключателей питающих линий ПС (б); схема автоматизации выключателей питающих линий ТП (в).

После аварийного отключения выключателя $b4$ ПС, например, в результате КЗ на питающей линии контактной сети в точке К1 (см. рисунок 4.7), реализуемого от защитного блока в устройстве автоматизации выключателей ПС УАПС, происходит выполнение функций определения устойчивого (или проходящего) КЗ в отключенного контактной сети по остаточному напряжению и (или) по наведенному напряжению в блоках контроля

устойчивого (проходящего) КЗ (УККЗ и УПКЗ) этого же устройства, и при проходящем КЗ с работой выходного контакта реле времени РВ1, осуществляющейся с задержкой, подается команда на включение выключателя ω_4 через его электромагнит включения 1ЭВ.

Параллельно с включением выключателя ω_4 питающей линии контактной сети ПС в результате работы выходного контакта реле времени РВ1 через диод $VD1$ поступает напряжение на катушку первого реле времени 1РВ и срабатывают его замыкающие контакты – первый мгновенный 1РВ1 и второй основной 1РВ2 с временем 0,5 – 1 сек. Контакт 1РВ2 замыкает цепь катушки промежуточного реле РП, определяющим устойчивое включенное положение выключателя ω_4 ПС.

При срабатывании промежуточного реле РП замыкается его первый контакт РП1 для удержания реле РП во включенном состоянии.

Второй контакт РП2 промежуточного реле РП при замкнутом блок-контакте включенного положения выключателя ω_4 формирует команду А запуска передатчика 1П1 информации для ТП по успешному АПВ на ПС.

Далее в линию связи ЛС, предназначенную для телемеханики, передается фиксированный частотный сигнал, воспринимаемый приемником 2П1, настроенным на ту же частоту. В результате, выполняется запуск команды В, разрешающей включение выключателя ω_2 ТП путем срабатывания третьего реле времени 3РВ и замыкания его контакта 3РВ1. После работы штатного реле времени (5 – 7 с) устройства АПВ выключателя ω_2 ТП и замыкания его контакта 4РВ1 произойдет АПВ, если замкнется контакт 3РВ1 и соответственно сработает электромагнит включения выключателя 2ЭВ.

В случае устойчивого КЗ команда В не запустится и включения выключателя ω_2 ТП не произойдет.

После передачи информации передатчик 1П1 отключается следующим образом. Сработав третий контакт РП3 промежуточного реле РП поступает напряжение на катушку второго реле времени 2РВ и срабатывает

его контакт 2PB1 с временем 15 – 20 с, шунтирующий катушки реле 1PB и РП, размыкая цепь контакта РП2, и тем самым отключая команду запуска А передатчика.

Таким образом, устройство телеблокировки, предназначенное для блокировки смежных выключателей питающей линии контактной сети [63; 126-128], используется для включения выключателя присоединения питающей линии ТП при успешном БАПВ на присоединении питающей линии ПС, обеспечивая тем самым реализацию зависимого АПВ на ТП.

Технический результат указанного способа заключается в том, что реализация зависимого АПВ питающих линий ТП с использованием телемеханики позволит запретить действие АПВ выключателя ТП при устойчивом КЗ и тем самым предотвратить пережог контактных проводов, что повысит эффективность автоматизации электроснабжения тяговой сети переменного тока. Другими словами, если по нормативным документам зависимое АПВ было на ПС, то предлагается перенести зависимое АПВ на выключатели ТП, при условии, что на ПС выполнено БАПВ с временем 0,3 - 0,9 с и с контролем устойчивого (проходящего) КЗ.

4.4 Комплекс устройств автоматизации ПС на разъединителях

Используя расширенные возможности автоматизации тяговой сети, обусловленные новыми функциями автоматики, можно повысить надежность электроснабжения тяги поездов на участках с ПС на разъединителях.

ПС на управляемых разъединителях с одним трансформатором напряжения в егошине используют на Северном ходу Горьковской железной дороги [129]. Особенностью таких ПС является простота выполнения, надежность работы и минимальные эксплуатационные затраты на обслуживание.

Для защиты межподстанционной зоны с ПС на разъединителях применяется неселективный способ [63; 65; 98]. Поэтому при КЗ в

контактной сети первыми отключаются выключатели присоединений питающих линий контактной сети на ТП рассматриваемой межподстанционной зоны и далее в бестоковую паузу происходит отключение разъединителей ПС.

Следовательно, независимо от характера КЗ (проходящее или устойчивое) ПС в аварийной ситуации всегда «разбирается», то есть отключаются его разъединители и остается отключенным до момента включения его по команде энергодиспетчера. В результате ПС может находиться в отключенном состоянии длительное время и в тяговой сети сохраняется пониженное напряжение и существует опасность прохода открытых воздушных промежутков токоприемниками ЭПС.

В то же время в аварийной ситуации при проходящих КЗ нет необходимости отключать разъединители ПС при том, что число их обычно достигает 90% от всех КЗ.

Таким образом, предотвратив отключение ПС при проходящих КЗ можно повысить эксплуатационную надежность электроснабжения.

Для этого разработан комплекс устройств автоматизации ПС на разъединителях, позволяющий сохранить ПС во включенном положении при ложных и проходящих КЗ, тем самым, снизив время отключенного состояния ПС в аварийных ситуациях.

Первое устройство автоматизации ПС на разъединителях (рисунке 4.8) отличается тем, что к трансформатору напряжения ПС подключен блок контроля проходящего (устойчивого) КЗ в отключенной контактной сети с выходным размыкающим контактом, который формирует с последовательно соединенным размыкающим контактом реле напряжения цепочку на включение реле времени. На рисунке 4.8 представлена схема устройства, где введены следующие обозначения:

P1...P4 – разъединители управляемые ПС контактной сети;

TH – трансформатор напряжения;

RН – реле напряжения;

РН1 – замыкающий контакт реле напряжения;

УККЗ – блок устройства контроля проходящего КЗ;

РККЗ – выходной размыкающий контакт УККЗ;

РВ – реле времени;

РВ1 – замыкающий контакт реле времени;

1РП...4РП – реле промежуточные отключения разъединителя.

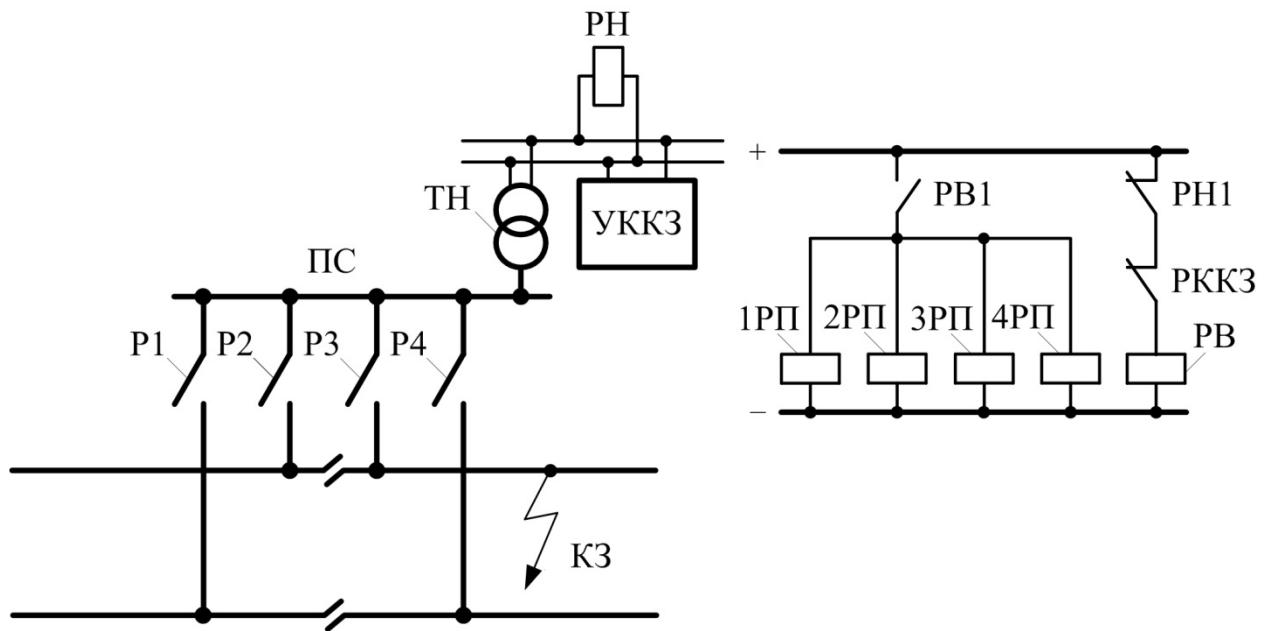


Рисунок 4.8 – Схема устройства автоматизации ПС контактной сети переменного тока на разъединителях

Устройство работает следующим образом. При КЗ в любой точке межподстанционной зоны отключаются четыре выключателя на смежных ТП (на рисунке 4.8 не показаны) и далее снижается напряжение на шине ПС и трансформаторе напряжения ТН вплоть до нуля. В результате замыкается размыкающий контакт РН1 реле напряжения РН. Если КЗ проходящее, то блок УККЗ по фазе остаточного напряжения определяет факт наличия остаточного напряжения и размыкается выходной размыкающий контакт РККЗ, разрывая цепь питания реле времени РВ, которое своим контактом РВ1 разрывает цепь питания промежуточных реле 1РП...4РП на отключение разъединителей Р1...Р4. В случае устойчивого КЗ блок УККЗ не сработает,

контакт РВ1 замкнется и будет дана команда на отключение разъединителей Р1...Р4.

Необходимость реле времени РВ – отстройка от переходных процессов и фиксация надежного формирования остаточного напряжения, генерируемого ЭПС, для УККЗ.

В устройствах [112; 122] также применяется блок УККЗ на ПС, но принципиальное отличие разработанного устройства от указанных следующее. Предлагаемое устройство предназначено для ПС на разъединителях, а устройства в [112; 122] – для постов на выключателях. И как следствие, в [112; 122] УККЗ воздействует на включение выключателей ПС, а в предлагаемом устройстве УККЗ блокирует отключение разъединителей.

Кроме того, предлагаемое устройство автоматизации ПС может применяться и на постах, оборудованных выключателями, в тех случаях, когда по алгоритму автоматизации межподстанционной зоны выключатели ПС отключаются в бестоковую паузу, как, например, на Южном ходу Горьковской железной дороги.

Отметим важное обстоятельство с применением устройства УККЗ. Срабатывание УККЗ (контакта РККЗ) свидетельствует о том, что одновременно действуют два фактора: 1) питающие линии контактной сети обеих смежных ТП отключились от КЗ, и 2) отсутствие устойчивого КЗ. Поэтому оправдано «сохранить» схему ПС.

Второе устройство автоматизации ПС на разъединителях (рисунке 4.9) отличается от предыдущего введением в шину ПС выключателя с трансформаторами тока, оборудованного блоком защиты и второго трансформатора напряжения для контроля напряжения двух направлений участка контактной сети.

Таким образом, предлагается использовать известную схему ПС на разъединителях с выключателем вшине ПС [108] с организацией нового алгоритма автоматизации.

На рисунке 4.9 представлена схема устройства со следующими обозначениями:

ПС – пост секционирования;

σ – выключатель в шине ПС;

P1...P4 – управляемые разъединители питающих линий контактной сети ПС;

TH – трансформатор напряжения;

TT – трансформатор тока встроенный в выключатель;

БЗ – блок защиты ПС;

УОКЗ – устройство определения проходящего КЗ в отключенной контактной сети;

P3 – выходной замыкающий контакт защит;

РККЗ – замыкающий контакт выходного реле блока УККЗ;

PB – реле времени;

PB1 – замыкающий контакт реле времени;

ЭВ – электромагнит включения выключателя;

УАПС – устройство автоматизации ПС.

Схема устройства работает следующим образом. При КЗ трансформаторы тока ТТ через блок защиты БЗ дают команду на отключение выключателя σ и при этом срабатывает выходной замыкающий контакт Р3. Далее при проходящем КЗ от трансформаторов напряжения TH в блоке УККЗ формируется команда на замыкание замыкающего контакта РККЗ. При замыкании контактов Р3 и РККЗ срабатывает реле PB и своим контактом PB1 подает оперативное напряжение на электромагнит включения выключателя ЭВ, что приводит к его АПВ. Обычно уставка по времени реле PB 0,3 – 0,5 с, поэтому перерыв питания в аварийной ситуации не превышает 0,6 – 3 с. За это время ПС не успеет разобраться и провал напряжения в тяговой сети будет быстро ликвидирован.

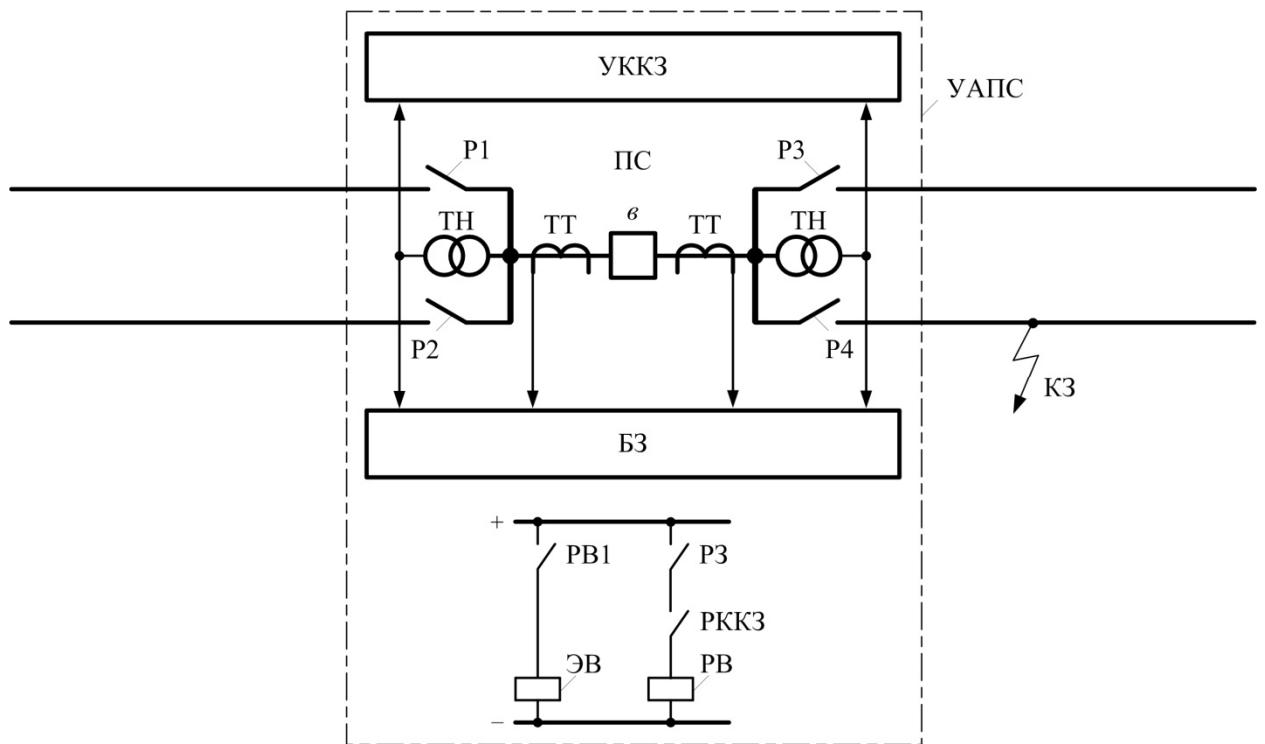


Рисунок 4.9 – Схема устройства автоматизации ПС контактной сети переменного тока на разъединителях и выключателем в шине

Использование предлагаемого комплекса устройств позволит в подавляющих случаях при аварийных режимах «сохранить» ПС во включенном состоянии, в результате чего аварийный режим пройдет без негативных последствий. Указанное подтверждает надежность электроснабжения в аварийных ситуациях.

4.5 Выводы по главе

1. Новый алгоритм автоматизации электроснабжения контактной сети позволяет снизить перерыв питания контактной сети в аварийных ситуациях с 5 – 7 сек до 0.5 – 2 сек. Для этого вводится БАПВ с задержкой 0,5 – 2 с на выключателе ПС, устанавливается телемеханическая связь выключателей ПС и ТП и по факту включения выключателя ПС по БАПВ включается соответствующий аварийно отключенный выключатель на ТП.

2. Для реализации нового алгоритма не требуются дополнительные капитальные затраты, так как по проекту трансформаторы напряжения

ТН-27,5 кВ, используемые для БАПВ, должны быть установлены на каждом присоединении питающей линии контактной сети ПС.

3. На равнинных участках с целью повышения надежности успешных БАПВ целесообразно поднять минимальное значение времени БАПВ с 0,5 с до 1 – 2 с. На участках с подъемами более 6% и с тяжеловесным движением следует установить минимальное значение времени БАПВ – 0,5 – 0,7 с.

4. Разработанный способ автоматизации тяговой сети с реализацией АПВ выключателя ТП зависимым от успешной работе БАПВ на ПС с использованием телемеханики позволит исключить возможность подачи напряжения на устойчивое КЗ.

5. Разработанные мероприятия с введением быстродействующего АПВ питающих линий ПС контактной сети позволяют существенно снизить время восстановления напряжения в контактной сети в аварийных ситуациях и, в частности, исключить случаи остановки тяжеловесных поездов при проходящих КЗ.

6. Разработанный комплекс устройств автоматизации ПС на разъединителях позволит при аварийных ситуациях «сохранить» ПС во включенном состоянии, в результате чего аварийный режим пройдет без негативных последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Показано, что определение входного сопротивления на шинах 110(220) кВ по мощности КЗ, заданного энергосистемой в соответствии с нормативными документами, и, как следствие, игнорирование электрической связи по линиям 110(220) кВ (то есть взаимным сопротивлением) между двумя смежными ТП, к которым подключена тяговая сеть, приводит к методической погрешности в расчете токов КЗ при двухстороннем питании тяговой сети. При этом установлено, что для мощности КЗ на шинах 110(220) кВ ТП более 750 - 900 МВ·А расчет будет давать методическую погрешность не более 10%.

2. На основании анализа методов расчета схемы замещения трехфазного трансформатора, а также используя теорию эквивалентного генератора доказана справедливость замены трехфазных сетей энергосистемы и трехфазного трансформатора на однофазную сеть для расчета двухфазных токов КЗ в тяговой сети. Указанное подтверждается многолетней практикой применения однофазных сетей в нормативных документах по расчету релейной защиты тяговых сетей.

3. Сформирована новая схема замещения для расчета токов КЗ, позволяющая снизить методическую погрешность в вычислении. Для этого в схему замещения по нормативным документам добавлена схема замещения СВЭ из трехлучевой звезды с эквивалентными сопротивлениями линий 110(220) кВ, для которой предложен метод расчета узлового взаимного и собственного сопротивлений линий.

4. Выведены основные формулы для расчета параметров КЗ с учетом новой схемы замещения, учитывающей взаимную связь двух смежных ТП, питающих тяговую сеть, исходя из различных случаев КЗ и применительно к расчетным схемам селективных и неселективных защит (свидетельство № 2017613520 РФ на программу для ЭВМ).

5. Разработана система защиты ЧНСЗ, исключающая опасность пережога контактных проводов и отличающаяся увеличением зоны первых ступеней защит включительно до шин ПС и ТП, при этом число ложных отключений выключателей снижается в два раза. Получено аналитическое решение для определения величины ИЗН защит ЧНСЗ в случае повреждения вблизи ТП или ПС. В результате установлено, что ИЗН составляет менее половины длины настраиваемой зоны неселективности ($0,03 \div 0,05$ зоны между ТП и ПС), то есть вероятность неселективного отключения выключателей крайне мала.

Переоборудование ССЗ в ЧНСЗ является экономически оправданным, годовой экономический эффект от переоборудования одной межподстанционной зоны составляет 1 млн. руб.

6. Применение СЗПС в тяговой сети, как альтернативы ЧНСЗ, позволит уменьшить время отключения повреждения и не допустить ложных отключений выключателей питающих линий. Установлено, что вероятность каскадного отключения выключателей при этом будет незначительна.

Рассмотрение условий пережога контактных проводов показало, что применение систем защит НСЗ, ЧНСЗ, а также и СЗПС практически полностью предотвращает опасность пережога.

7. Разработаны принципиально новый способ и устройство автоматизации ПС на выключателях, при которых в случае проходящего КЗ включается по ускоренному АПВ аварийно отключенная питающая линия ПС. Указанное позволяет восстановить напряжение за время $0,6 - 0,9$ с, что дает возможность «сохранить» схему тягового режима ЭПС (патенты № 2647108 РФ и № 172099 РФ).

8. Для участков с ПС на разъединителях разработаны следующие технические решения, позволяющие восстановить напряжения в контактной сети при аварийных ситуациях за минимальное время, обеспечив тем самым устойчивую работу ЭПС:

- введена функция контроля проходящего КЗ, позволяющая сохранить включенное состояние разъединителей ПС при проходящих КЗ;
- в шину ПС введен выключатель с функцией определения проходящего КЗ, что позволяет перевести работу тяговой сети от неселективного к частично-неселективному режиму;
- запатентовано устройство неселективной защиты, позволяющее при КЗ на станции или линии ДПР блокировать отключения разъединителей ПС путем рационального выбора выдержек времени третьих ступеней дистанционных защит (патент № 172397 РФ).

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия холдинга «Российские железные дороги» на период до 2020 года и на перспективу до 2030 года [Текст] / ОАО «РЖД». – М., 2016. – 76 с.
2. Руководящие указания по релейной защите систем тягового электроснабжения [Текст]. – М.; ТРАНСИЗДАТ, 2005. – 216 с.
3. Защита систем электроснабжения железной дороги от коротких замыканий и перегрузки. Ч.4. Методика выбора уставок защит в системе тягового электроснабжения переменного тока [Текст]: СТО РЖД 07.021.4-2015.
4. Кучма, К.Г. Защита от токов короткого замыкания в контактной сети [Текст] / К.Г. Кучма, Г.Г. Марквардт, В.Н. Пупынин. – М.: Трансжелдориздат, 1960. – 260 с.
5. Афанасьева, Е.Я. Устройство и эксплуатация тяговых подстанций переменного тока [Текст] / Е.Я. Афанасьева, Б.Е. Геронимус, В.Б. Лапин, Л.Г. Миловидов. – М.: Трансжелдориздат, 1962. – 238 с.
6. Мамошин, Р.Р. Электроснабжение электрифицированных железных дорог [Текст]. Учебник для техникумов ж.-д. трансп. / Р.Р. Мамошин, А.Н. Зимаков. – М.: Транспорт, 1980. – 296 с
7. Косарев, Б.И. Электробезопасность в системе электроснабжения железных дорог [Текст] / Б.И. Косарев, Я.А. Зельянский, Ю.Г. Сибаров. – М.: Транспорт, 1983 – 200 с.
8. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог [Текст]. Учебник для вузов ж.-д. трансп. – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
9. Закарюкин, В.П. Сложнонесимметричные режимы электрических систем [Текст] / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков. – Иркутск: Изд-во Иркут. Ун-та, 2005. – 273 с.

10. Алексеенко, Е.А. Моделирование аварийных режимов в системах электроснабжения железных дорог [Текст]: монография / Е.А. Алексеенко, Ю.Н. Булатов, В.П. Закарюкин, А.В. Крюков; под ред. А.В. Крюкова. – Иркутск: ИрГУПС, 2016. – 169 с.
11. Серебряков, А.С. Несимметричная нагрузка и короткое замыкание трёхфазного трансформатора при соединении обмоток по схеме Y/Δ [Текст] / А.С. Серебряков, В.Л. Осокин // Вестник Ижевской государственной сельскохозяйственной академии. – 2017. – № 3(52). – С. 54-62.
12. Серебряков, А.С. Анализ методов расчета токов короткого замыкания трансформатора при соединении обмоток по схеме Y/Δ-11 [Текст] / А.С. Серебряков, Л.А. Герман, В.Л. Осокин, К.С. Субханвердиев // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2017. – № 5. – С. 19–25.
13. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Текст]: ГОСТ 52719-2007.
14. Серебряков, А.С. Трансформаторы [Текст]. Учеб. пособие / А.С. Серебряков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 360 с.
15. Александров, Г.Н. Силовые трансформаторы [Текст]. Справочная книга / Г.Н. Александров, В.Ш. Аншин, А.Е. Воронов [и др.]; под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. – М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.
16. Быстрицкий, Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов [Текст]. Учеб. пособие для студентов вузов и СПО / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 176 с.
17. Бородулин, Б.М. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог [Текст] / Б.М. Бородулин, Л.А. Герман, Г.А. Николаев. – М.: Транспорт, 1983. – 183 с.
18. Косарев, А.Б. Методика расчета токораспределения в тяговых сетях переменного тока [Текст] / А.Б. Косарев, Б.И. Косарев // Вестник

научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. – 2017. – № 6. – С. 329–335.

19. Косарев, А.Б. Анализ токораспределения в тяговых сетях переменного тока при их двухстороннем питании и учете сопротивлений системы внешнего электроснабжения [Текст] / А.Б. Косарев, Б.И. Косарев // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2018. – №1. – С. 8–13.

20. Тихомиров, П.М. Расчет трансформаторов [Текст] / П.М. Тихомиров. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 528 с.

21. Костенко, М.П. Электрические машины [Текст]. В 2 ч. Ч.1. Машины постоянного тока. Трансформаторы. Учебник для студентов вузов / М.П. Костенко, Л.М. Пиотровский. – Изд. 3-е, перераб.– Л.: Энергия, 1972. – 544 с.

22. Винокуров, В.А. Электрические машины железнодорожного транспорта [Текст]. Учебник для вузов / В.А. Винокуров, Д.А. Попов. – М.: Транспорт, 1986. – 511 с.

23. Беспалов, В.Я. Электрические машины [Текст]. Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / В.Я. Беспалов, Н.Ф. Котеленец. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 320 с.

24. Гольдберг, О.Д. Электромеханика [Текст]. Учебник для студентов вузов. / О.Д. Гольдберг, С.П. Хелемская; под ред. О.Д. Гольдberга. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 512 с.

25. Вольдек, А.И. Электрические машины. Введение в электромеханику. Машины постоянного тока и трансформаторы [Текст]. Учебник для вузов / А.И. Вольдек, В.В. Попов. – СПб.: Питер, 2007. – 320 с.

26. Копылов, И.П. Электрические машины [Текст] / И.П. Копылов. – М.: Логос, 2000. – 607 с.

27. Кацман, М.М. Электрические машины [Текст]. Учебник для студентов сред. проф. учебных заведений / М.М. Кацман. – 3-е изд., испр. – М.: Высшая школа, 2000. – 463 с.

28. Петров, Г.Н. Электрические машины [Текст]. В 3 ч. Ч.1. Введение. Трансформаторы. Учебник для вузов / Г.Н. Петров. – М.: Энергии, 1974. – 240 с.
29. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением выше 1 кВ [Текст]: ГОСТ Р 52735-2007.
30. Вагнер, К.Ф. Метод симметричных составляющих [Текст] / К.Ф. Вагнер, Р.Д. Эванс. – М.: Энергоиздат, 1933. – 182 с.
31. Тамазов, А.И. Несимметрия токов и напряжений, вызываемая однофазными тяговыми нагрузками [Текст] / А.И. Тамазов. – М.: Транспорт, 1965. – 236 с.
32. Кузнецов, К.Б. Электробезопасность в электроустановках железнодорожного транспорта [Текст]. Учебное пособие для вузов ж.-д. / К.Б. Кузнецов, А.С. Мишарин; под ред. К.Б. Кузнецова. – М.: Маршрут, 2005. – 456 с.
33. Герман, Л.А. Расчет типовых задач тягового электроснабжения переменного тока на ЭВМ [Текст] / Л.А. Герман, Д.А. Морозов. – М.: МИИТ, 2010. – 59 с.
34. Крючков, И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов [Текст] / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов; под ред. И.П.Крючкова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 416 с.;
35. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением выше 1 кВ [Текст]: ГОСТ 27514-87.
36. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст]. Учебное пособие для студ. Высш. Учеб. Заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов [и др.]; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшина. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.

37. Герман, Л.А. Оценка погрешности расчета токов короткого замыкания в тяговой сети переменного тока [Текст] / Л.А. Герман, К.В. Кишкурно, К.С. Субханвердиев // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2017. – №1. – С. 11–15;
38. Герман, Л.А. Расчеты токов короткого замыкания в тяговой сети переменного тока при учете внешнего электроснабжения [Текст] / Л.А. Герман, К.С. Субханвердиев // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2017. – № 3. – С. 17–23.
39. Герман, Л.А. Сравнение методов расчета системы тягового электроснабжения при разных способах учета параметров внешней сети [Текст] / Л.А. Герман, К.В. Кишкурно // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. – 2013. – № 1. – С. 16–21.
40. Закарюкин, В.П. Анализ применимости эквивалентов внешнего электроснабжения для расчетов токов короткого замыкания в тяговой сети 27,5 кВ [Текст] / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, Е.А. Алексеенко // Известия Транссиба – 2016. – №4(28). – С. 76–87.
41. Закарюкин, В.П. Анализ применимости эквивалентов внешней сети для определения токов короткого замыкания в автотрансформаторных системах тягового электроснабжения 2x25 кВ [Текст] / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, Е.А. Алексеенко // Известия Транссиба – 2017. – №4(56). – С. 160–167.
42. Крючков, И.П. Короткие замыкания и несимметричные режимы электроустановок [Текст] / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 472 с.
43. Лосев, С.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем [Текст] / С.Б. Лосев. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 528 с.
44. Герман, Л.А. Расчет токов короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока железных дорог [Текст] / Л.А. Герман, А.В. Шаров // Электричество. – 2003. – № 3.– С. 27–34.

45. Герман, Л.А. Матричные методы расчета системы тягового электроснабжения (расчет типовых задач) [Текст]. Уч. пос. / Л.А. Герман, Л.А. Горшкова. – М.: РГОТУПС, 2004. – 27 с.
46. Караев, Р.И. Электрические сети и энергосистемы [Текст]. Учебник для вузов ж.-д. транспорта / Р.И. Караев, С.Д. Волобринский, И.Н. Ковалев. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1988. – 326 с.
47. Мельников, Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей [Текст] / Н.А. Мельников. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1972. – 232 с.
48. Герман, Л.А. Расчет типовых задач тягового электроснабжения переменного тока на ЭВМ [Текст]. Учеб. пос. / Л.А. Герман, Д.А. Морозов. – М.: МИИТ, 2010. – 59 с.
49. Герман, Л.А. Регулирование напряжения в тяговой сети переменного тока железных дорог [Текст] / Л.А. Герман, К.В. Кишкурно // Электричество. – 2014. – №9. – С. 23–34.
50. Программа совместного расчета систем тягового и внешнего электроснабжения РАСТ-05К [Текст]: свид. 2014612195 Рос. Федерация / Герман Л.А., Попов Д.С., Кишкурно К.В.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВПО «Московский государственный университет путей сообщения». – № 2013619794; заявл. 28.10.13; опубл. 20.03.14.
51. Фигурнов, Е.П. Релейная защита [Текст]. Ч.2. / Е.П. Фигурнов. – М.: ГОУ «УМЦ по образованию на железнодорожном транспорте», 2009. – 604 с.
52. Способ определения узлового взаимного сопротивления в тяговой сети железных дорог [Текст]: пат. 23967077 Рос. Федерация: МПК В 60 М 3/00 / Герман Л.А.; заявитель и патентообладатель Герман Л.А. – № 2009115131/11; заявл. 20.04.09; опубл. 20.08.10.
53. Герман, Л.А. Фильтрокомпенсирующие установки в системах тягового электроснабжения железных дорог [Текст]. Монография /

Л.А. Герман, А.С. Серебряков, Д.Е. Дулепов. – Княгинино: НГИЭУ, 2017. – 402 с.

54. Герман, Л.А. Схема замещения для расчета токов короткого замыкания в тяговой сети переменного тока [Текст] / Л.А. Герман, А.С. Серебряков, К.С. Субханвердиев // Тезисы докладов IX Международного симпозиума Элтранс-2017 (Eltrans-2017) / ФГБОУ ВО ПГУПС. – СПб., 2017. – С. 21.

55. Пупынин, В.Н. Определение зон действия защит фидеров 27,5 кВ подстанций и постов секционирования железных дорог переменного тока при узловой схеме питания [Текст] / В.Н. Пупынин // Труды МИИТ. – Вып. 199. – М.: Транспорт, 1965. – С. 184–195.

56. Бесков, Б.А. Проектирование систем энергоснабжения электрических железных дорог [Текст]. Учеб. пособие для высш. Учебн. Заведений ж.-д. транспорта / Б.А. Бесков, Б.Е. Геронимус, В.Н. Давыдов [и др.]; под общ. ред. Л.М. Перцовского. – М.: Трансжелдориздат, 1963. – 471 с.

57. Самсонов, Ю.Я. Расчет токораспределения и определение сопротивлений в контактных сетях переменного тока при коротких замыканиях [Текст] / Ю.Я. Самсонов // Вопросы релейной защиты устройств электрических железных дорог: тр. РИИЖТ, – Вып. 60. – М.: Транспорт, 1966. – С. 47-52.

58. Самсонов, Ю.Я. К расчету сложных схем тяговой сети переменного тока при коротких замыканиях [Текст] / Ю.Я. Самсонов // Энергоснабжение и автоматика электрических железных дорог: тр. РИИЖТ. – Вып. 109. – Ростов-на-Дону: 1975.

59. Карякин, Р.Н. Методика расчета сопротивлений тяговых сетей переменного тока [Текст] / Р.Н. Карякин. – М.; Трансжелдориздат, 1962. – 37 с.

60. Карякин, Р.Н. Тяговые сети переменного тока [Текст] / Р.Н. Карякин. – 2-е изд., перераб. и доп – М.: Транспорт, 1987. – 279 с.

61. Программа расчета параметров короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока 25 кВ РАПКЗ [Текст]: свид. 2017613520 Рос. Федерация / Субханвердиев К.С., Герман Л.А.; заявитель и правообладатель Субханвердиев К.С., Герман Л.А. – № 2017611229; заявл. 31.01.17; опубл. 21.03.17.
62. Геронимус, Б.Е. Релейная защита устройств электроснабжения электрической тяги [Текст] / Б.Е. Геронимус, Г.В. Семенчинский, Л.И. Шухатович. – М.: Транспорт, 1967. – 144 с.
63. Фигурнов, Е.П. Защита электротяговых сетей переменного тока от коротких замыканий [Текст] / Е.П. Фигурнов. – М.: Транспорт, 1979. – 160 с.
64. Фигурнов, Е.П. Релейная защита устройств электроснабжения железных дорог [Текст]. Учебник для вузов ж. д. трансп. / Е.П. Фигурнов. – М.: Транспорт, 1981. – 215 с.
65. Фигурнов, Е.П. Релейная защита [Текст]. Учебник для вузов ж.-д. трансп / Е.П. Фигурнов. – М.: Желдориздат, 2002. – 720 с.
66. Фигурнов, Е.П. Релейная защита сетей тягового электроснабжения переменного тока [Текст]. Учеб. пособие для студентов вузов ж.-д. транспорта / Е.П. Фигурнов, Ю.И. Жарков, Т.Е. Петрова – М.: Маршрут, 2006. – 272 с.
67. Сердинов, С.М. Анализ работы и повышение надежности устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог [Текст] / С.М. Сердинов. – М.: Транспорт, 1975. – 366 с.
68. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]. Учебник для вузов / В.А. Андреев. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.
69. Сердинов, С.М. Повышение надежности устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог [Текст] / С.М. Сердинов. – М.: Транспорт, 1985. – 302 с.

70. Жарков, Ю.И. Об основных свойствах перспективной релейной защиты контактной сети переменного тока [Текст]. Межвузовский сборник / Ю.И. Жарков, В.А. Зайцев, В.В. Кузнецов. – Ростов-на-Дону: РИИЖТ. – Вып. 162. – 1981. – С. 25-30.
71. Белов, В.В. Совершенствование защиты фидеров контактной сети переменного тока [Текст] / В.В. Белов // Труды ВНИИЖТ. – Вып. 650. – М.: Транспорт, 1982. – С. 31-43.
72. Белов, В.В. Выбор уставок усовершенствованной защиты фидеров контактной сети переменного тока [Текст] / В.В. Белов, В.А. Зимаков // Труды ВНИИЖТ. – Вып. 650. – М.: Транспорт, 1982. – С. 43-52
73. Пупынин, В.Н. Совершенствование системы защиты от токов короткого замыкания контактной сети переменного тока [Текст] / В.Н. Пупынин, Л.А. Герман // Электричество. – 2008. – № 1. – С. 13-24.
74. Дынькин, Б.Е. Повышение надежности и эффективности релейных защит тяговых сетей переменного тока в условиях железных дорог восточного региона [Текст]. Учебное пособие / Б.Е. Дынькин. – Хабаровск: ХабИИЖТ, 1990. – 98 с.
75. Фабрикант, В.Л. Дистанционная защита [Текст]. Учеб. пособие для вузов / В.Л. Фабрикант. – М.: Высш. Школа, 1978. – 215 с.
76. Шнеерсон, Э.М. Дистанционные защиты [Текст] / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 488 с.
77. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита [Текст] / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
78. Бурьяноватый, А.И. Защита электротяговых сетей переменного тока на основе интеллектуальных терминалов [Текст]. Учебное пособие / А.И. Бурьяноватый, А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев, А.Ю. Попов, Н.И. Ячкула. – СПб.: ПГУПС, 2003. – 111 с.

79. Герасимов, В.П. Цифровые терминалы для систем электроснабжения железных дорог [Текст] / А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев, А.В. Саморуков // Железные дороги мира. – 2007. – № 1. – С. 48-57.
80. Пупынин, В.Н. Быстродействующие системы защиты тяговой сети переменного тока [Текст] / В.Н. Пупынин, К.С. Субханвердиев // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2017. – №3. – С. 33-35.
81. Быков, В.А. Вопросы быстродействия устройств релейной защиты тяговых сетей переменного тока [Текст] / В.А. Быков, Л.И. Шухатович // Труды ЦНИИ МПС. – Вып. 397. – 1969. – С. 62-73.
82. Быков, В.А. Расчет уставок электронной защиты контактной сети переменного тока 27,5 кВ [Текст] / В.А. Быков, Л.И. Шухатович // Электрическая и тепловозная тяга. – 1973. – № 2. – С. 38-39.
83. Белов, В.В. Совершенствование систем защиты тяговых сетей 27,5 кВ и 2x25 кВ электрифицированных железных дорог от токов короткого замыкания [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.22.09 / Белов Василий Васильевич. – М., 1984. – 193 с.
84. Герман, Л.А. Совершенствование руководящих указаний по релейной защите тягового электроснабжения переменного тока [Текст] / Л.А. Герман, В.А. Зимаков // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. – 2009. – N 5. – С. 25-28.
85. Субханвердиев, К.С. Частично-неселективная система защиты контактной сети [Текст] / К.С. Субханвердиев // Мир транспорта. – 2014. – № 5. – С. 90-96;
86. Пупынин, В.Н. Частично-неселективная защита контактной сети [Текст] / В.Н. Пупынин, К.С. Субханвердиев, М.В. Николаев // Локомотив. – 2015. – №9. – С. 40-41.
87. Давыдов, В.Н. Справочник по проектированию, монтажу и эксплуатации устройств энергоснабжения электрической тяги [Текст] / В.Н. Давыдов, В.П. Луппов, А.А. Вашурин. – М.: Транспорт, 1967. – 312 с.

88. Быков, В.А. К вопросу о выборе фазовых характеристик защиты тяговых сетей переменного тока [Текст] / В.А. Быков, В.Я. Овласюк // Труды ЦНИИ МПС. – Вып. 363. – М.: Транспорт, 1968. – С. 66-74.
89. Быков, В.А. Электронные устройства релейной защиты и автоматики в системах тягового электроснабжения [Текст]. / В.А. Быков, В.А. Зимаков, В.Я. Овласюк, В.С. Хальков, Л.Н. Шилов; под редакцией В.Я. Овласюка. – М.: Транспорт, 1974. – 304 с.
90. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст]. Учеб. для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
91. Фабрикант, В.Л. Элементы устройств релейной защиты и автоматики энергосистем и их проектирование [Текст]. Учеб. пособие для вузов / В.Л. Фабрикант, В.П. Глухов, Л.Б. Паперно. – Изд. 2-е, испр. и доп. – М.: Высшая школа, 1974. – 472 с.
92. Устройство неселективной защиты выключателя тяговой подстанции переменного тока [Текст]: пат. 172397 Рос. Федерация: МПК H 02 H 3/00, G 01 R 31/42 / Герман Л.А., Субханвердиев К.С., Якунин Д.В.; заявитель и патентообладатель Герман Л.А., Субханвердиев К.С., Якунин Д.В. – № 2017104581; заявл. 13.02.17; опубл. 06.07.17, Бюл. № 19.
93. Соколов, С.Д. Пережог контактного провода открытой электрической дугой [Текст] / С.Д. Соколов // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. – 1962. – № 3. – С. 11-15.
94. Соколов, С.Д. Повышение надежности преобразовательных агрегатов тяговых подстанций [Текст] / С.Д. Соколов // Труды ЦНИИ МПС. – Вып. 290. – М.; Транспорт, 1965. – 184 с.
95. Фигурнов, Е.П. Повышение технического совершенства защиты контактной сети переменного тока от коротких замыканий [Текст] / Е.П. Фигурнов, Ю.И. Жарков, В.В. Курганов // Труды РИИЖТ. – Ростов-на-Дону: РИИЖТ. – Вып. 132. – 1976. – С.14-19.

96. Волков, Б.А. Экономическая эффективность инвестиций на железнодорожном транспорте в условиях рынка [Текст] / Б.А. Волков. – М.: Транспорт, 1996. – 191 с.
97. Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов на ж.д. транспорте [Текст]. – М.: МПС РФ, 1998.
98. Герман, Л.А. Автоматизация электроснабжения тяговой сети переменного тока: монография [Текст] / Л.А. Герман, В.Л. Герман. – М.: МИИТ, 2014. – 173 с.
99. Защита систем тягового электроснабжения железной дороги от коротких замыканий и перегрузок. Ч.1. Общие принципы и правила построения защит, блокировок и автоматики в системах тягового электроснабжения [Текст]: СТО РЖД 07.021.1-2015.
100. Защита систем электроснабжения железных дорог от коротких замыканий и перегрузок. Ч.2. Методика выбора алгоритмов действия, уставок блокировок и выбора времени автоматики в системе тягового электроснабжения [Текст]: СТО РЖД 07.021.2-2015.
101. Герман, Л.А. Посты секционирования контактной сети переменного тока на разъединителях [Текст] / Л.А. Герман, Д.В. Якунин, А.И. Фадеев // Локомотив. – 2013. – №5. – С. 40-41.
102. Пупынин, В.Н. Диагностика контактной сети переменного тока и современный алгоритм управления выключателями фидеров 27,5 кВ [Текст] / В.Н. Пупынин, Л.А. Герман // Наука и техника транспорта. – 2006, – № 2. – С. 40-54.
103. Герман, Л.А. Диагностика аварийных ситуаций контактной сети переменного тока железных дорог [Текст] / Л.А. Герман, В.Л. Герман // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2008. – №3. – С. 41-47.
104. Герман, Л.А. Уменьшить провал напряжения в контактной сети [Текст] / Л.А. Герман // Локомотив. – 2008. – № 8. – С. 45-47.

105. Герман, Л.А. Автоматизация электроснабжения в аварийных ситуациях тяговой сети железных дорог [Текст] / Л.А. Герман // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2010. – № 3(82). – С. 196-203.
106. Давыдова, И.К.Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования [Текст] / И.К. Давыдова, Б.И. Попов, В.М. Эрлих. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1978. – 416 с.
107. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрических железных дорог [Текст] / К.Г. Марквардт. – М.: Транспорт, 1965. – 464 с.
108. Посты секционирования и пункты параллельного соединения. Схемы и технические параметры [Текст] / НИИЭФА-ЭНЕРГО. – СПб.: Рекламное бюро «ДИО», 2011. – 8 с.
109. Терминал интеллектуальный присоединений 27,5 кВ ИнТер-27,5-ФКС [Текст]. Руководство по эксплуатации АВ093-00-000-00 01 РЭ / НИИЭФА-ЭНЕРГО. – СПб.: Рекламное бюро «ДИО», 2013. – 21 с.
110. Герман, Л.А. Как настроить автоматику тяговой сети переменного тока с интеллектуальными терминалами [Текст] / Л.А. Герман, Д.В. Якунин, Д.В. Ишkin // Локомотив. – 2015. – №1. – С.45-46.
111. Герман, Л.А. Совершенствование алгоритмов автоматики интеллектуального терминала ИнТер-27,5 НИИЭФА-ЭНЕРГО [Текст] / Л.А. Герман, Д.В. Ишkin, Д.В. Якунин // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2016. – № 2. – С. 27-32.
112. Пост секционирования контактной сети переменного тока [Текст]: пат. 160050 Рос. Федерации: МПК G 01 R 31/42 / Герман Л.А., Корнеев В.А., Попов Д.С., Якунин Д.В.; заявитель и патентообладатель Герман Л.А., Корнеев В.А., Попов Д.С., Якунин Д.В. – № 2015146520/28; заявл. 28.10.15; опубл. 27.02.16, Бюл. № 6.
113. Кондаков, А.Д. Цифровые терминалы ИнТер. Особенности применения [Текст]. Учеб. пособие. / А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев – СПб.: ФГБОУ ВО ПГУПС, 2016. – 284 с.

114. Малютин, А.Ю. Состояние вопроса о вспомогательных машинах отечественных электровозах переменного тока [Текст] / А.Ю. Малютин // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2016. – №6. – С. 24-28.
115. Малютин, А.Ю. Применение маловентильных преобразователей в системе питания вспомогательных цепей электровозов переменного тока [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Малютин Артем Юрьевич. – М.: МГУПС, 2017. – 24 с.
116. Герман, Л.А. Закономерности остаточного напряжения в тяговой сети переменного тока после отключения токов короткого замыкания [Текст] / Л.А. Герман, А.Ю. Марков // Современные проблемы совершенствования работы железнодорожного транспорта: межвуз. сб. науч. тр. – М.: РГОТУПС, 2005. – С. 30-33.
117. Пупынин, В.Н. Остаточное напряжение фидеров 27,5 кВ тяговых подстанций [Текст] / В.Н. Пупынин, Л.А. Герман // Труды МИИТ. – Вып. 213. – 1965. – С. 86-96.
118. Герман, Л.А. Исследование остаточного напряжения в тяговой сети 25 кВ для контроля проходящего короткого замыкания [Текст] / Л.А. Герман, А.Ю. Марков // Наука и техника транспорта. – 2005. – № 4. – С. 78-87.
119. Гончаренко, В.П. Опыт эксплуатации устройства прохождения нейтральной вставки на Красноярской железной дороге [Текст] / В.П. Гончаренко, Д.В. Корниенко, М.В. Латманизов // Электрификация, инновационные технологии, скоростное и высокоскоростное движение на железнодорожном транспорте: материалы V Международного симпозиума «Элтранс-2009». – СПб.: ПГУПС, 2010. – С. 2009 – 2013.
120. Герман, Л.А. Простой способ поиска повреждения на контактной сети переменного тока [Текст] / Л.А. Герман, С.В. Демидов, Д.С. Попов, Д.В. Якунин // Локомотив. – 2008. – № 4. – С. 45-46.
121. Способ частично неселективной защиты тяговой сети переменного тока [Текст]: пат. 2647108 Рос. Федерации: МПК В 60 М 3/00, G

01 R 31/02, G 01 R 31/08 / Герман Л.А., Пупынин В.Н., Субханвердиев К.С., Сотов А.А.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Московский государственный университет путей сообщения Императора Николая II» МГУПС (МИИТ). – № 2016137663; заявл. 21.09.16; опубл. 13.03.18, Бюл. № 8.

122. Пост секционирования контактной сети переменного тока: пат. на полезную модель[Текст]: пат. 172099 Рос. Федерация: МПК G 01 R 31/42 / Герман Л.А., Субханвердиев К.С.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Московский государственный университет путей сообщения Императора Николая II» МГУПС (МИИТ). – № 2017105746; заявл. 21.02.2017; опубл. 28.06.2017, Бюл. № 19.

123. Бенешевич, И.И. Основы автоматики и телемеханики электрических железных дорог [Текст] / И.И. Бенешевич, В.М. Лисицын. – М.: Трансжелдориздат, 1960. – 274 с.

124. Герман, Л.А. Новый алгоритм автоматизации электроснабжения тяговой сети переменного тока с постом секционирования на выключателях [Текст] / Л.А. Герман, А.Ю. Попов, А.В. Саморуков, Д.В. Ишкин, Д.В. Якунин, К.С. Субханвердиев // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. – 2017. – № 5. – С. 266-272.

125. Логинов, С.В. Автоматизация межподстанционной зоны тяговой сети переменного тока с постами секционирования [Текст] / С.В. Логинов, И.О. Шатнев, К.С. Субханвердиев // Тезисы докладов IX Международного симпозиума Элтранс-2017 (Eltrans-2017), – СПб.: ФГБОУ ВО ПГУПС, 2017. – С. 53.

126. Тутевич В.Н. Телемеханика [Текст]. Учеб. пособие для вузов / В.Н. Тутевич. – М.: Энергия, 1973. – 384 с.

127. Бенешевич, И.И. Основы автоматики, автоматизация и телеуправление устройствами электроснабжения электрических железных дорог [Текст] / И.И. Бенешевич, В.М. Лисицын, В.Я. Овласюк,

Н.Д. Сухопрудский, А.С. Шилов; под ред. Н.Д. Сухопрудского. – М.: Транспорт, 1975. – 352с.

128. Дмитриевский, Г.В. Автоматика и телемеханика электроснабжающих устройств [Текст] / Г.В. Дмитриевский, В.Я. Овласюк, Н.Д. Сухопрудский. – М.: Транспорт, 1982. – 232 с.
129. Герман, Л.А. Новые задачи автоматизации тяговых сетей переменного тока [Текст] / Л.А. Герман, В.А. Корнеев // Локомотив. – 2014. – № 6. – С.41–42.
130. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Multifunctional Mathematical Models of Railway Electric Systems // Innovation & Sustainability of Modern Railway – Proceedings of ISMR*2008. Beijing: China Railway Publishing House, 2008. pp. 504-508.
131. Layhton M.A. Analysis of unbalanced polyphase network by the method of phase coordinates/ Part 1.System representation in phase frame of reference. – Prog. IEEE 1968, vol.115 №8. pp.1163-1172.
132. Kiessling F.; Puschmann R.; Schmieder A.; Schneider E. Contact Lines for Electric Railways: Planning, Design, Implementation, Maintenance. Publicis Publishing, Erlangen, Germany. 2018, p. 1104
133. Cinieri, E. et al.: Protection of high-speed railway lines in Italy against faults. In: Elektrische Bahnen, 105(2007)1, pp. 81-90.

Приложение 1. Акты об использовании результатов диссертационной работы



Утверждаю
Зам. начальника Арзамасской дистанции
по энергетике и тяговым подстанциям
M.M.Валеев
5.03.2018

АКТ

**Об использовании результатов диссертационной работы
Субханвердиева Камиля Субханвердиевича «Разработка и
совершенствование алгоритмов селективной и неселективной систем
защиты тяговых сетей переменного тока»**

Комиссия в составе Гл. инженер Арзамасской дистанции
электроснабжения (ЭЧ-12) Якунина Д.В. и ст. электромеханика группы РЗА
Зверева И.В. составила настоящий акт в том, что результаты
диссертационной работы Субханвердиева К.С. «Разработка и
совершенствование алгоритмов селективной и неселективной систем
защиты тяговых сетей переменного тока» на соискание ученой степени
кандидата технических наук использованы при эксплуатации
электрифицированного участка по системе 2x25 кВ Сергач – Бобыльская
Горьковской ж.д. в следующем объеме:

1. Применена полезная модель (ПМ) №172397 от 06 июля 2017г
«Устройство неселективной защиты выключателя тяговой
подстанции переменного тока» (авторы Герман Л.А., Субханвердиев
К.С., Якунин Д.В.) на участке с неселективной защитой Сергач –
Бобыльская, где при любом коротком замыкании (КЗ) в тяговой сети
отключаются четыре выключателя на смежных подстанциях, а
выключатели поста секционирования в аварийной ситуации
отключаются одновременно от групповой защиты минимального
напряжения.
2. По рекомендации ПМ №172397 установлена уставка дистанционной
защиты питающих линий тяговой сети с зоной действия до шин
соседней подстанции - 0,35 с. В результате исключена неселективная
работа защит питающей линии тяговой сети при коротких
замыканиях на линии ДПР соседней подстанции и сокращается
число срабатываний коммутационной аппаратуры.

Гл.инженер ЭЧ-12


Якунин Д.В.

Ст.электромеханик


Зверев И.В.

УТВЕРЖДАЮ: Первый проректор

В.В. Виноградов

«21» марта 2018г

AKT

Об использовании результатов диссертационной работы Субханвердиева Камиля Субханвердиевича «Разработка и совершенствование алгоритмов селективной и неселективной систем защиты тяговых сетей переменного тока»

Результаты диссертационной работы Субханвердиева К.С. используются в учебном процессе Российского университета транспорта (МИИТ) кафедры «Электроэнергетика транспорта» при проведении занятий по дисциплине «Электроснабжение железных дорог».

В учебный процесс внедрена программа для ЭВМ «Программа расчета параметров короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока 25 кВ РАПКЗ» на которую получено свидетельство о государственной регистрации № 2017613520.

Заведующий кафедрой
«Электроэнергетика транспорта»,
д.т.н., доцент

М.В. Шевлюгин

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
«Трансэлектропроект» – филиала
АО «Росжелдорпроект»

В.К.Столяров
«26» марта 2018 г.

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы Субханвердиева Камиля
Субханвердиевича «Разработка и совершенствование алгоритмов селективной и
неселективной систем защиты тяговых сетей переменного тока»

Мы, нижеподписавшиеся, Прямицын Алексей Анатольевич, к.т.н., главный специалист технического отдела «Трансэлектропроект» – филиала АО «Росжелдорпроект» и Карнович Александр Иванович, главный специалист отдела тяговых подстанций и телемеханики «Трансэлектропроект» – филиала АО «Росжелдорпроект» составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Субханвердиева К.С. «Разработка и совершенствование алгоритмов селективной и неселективной систем защиты тяговых сетей переменного тока» на соискание ученой степени кандидата технических наук используются в проектной практике отдела тяговых подстанций и телемеханики института «Трансэлектропроект» – филиала АО «Росжелдорпроект» в расчетах по определению параметров релейной защиты.

В рабочий процесс внедрена программа для ЭВМ «Программа расчета параметров короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока 25 кВ РАПКЗ» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ от 21 марта 2017 г. № 2017613520).

Главный специалист
технического отдела, к.т.н.

А.А. Прямицын

Главный специалист
отдела тяговых подстанций
и телемеханики

А.И. Карнович

Приложение 2. Патенты и авторские свидетельства

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2017613520

**Программа расчета параметров короткого замыкания в
тяговых сетях переменного тока 25 кВ РАПКЗ**

Правообладатели: *Субханвердиев Камиль Субханвердиевич (RU),
Герман Леонид Абрамович (RU)*

Авторы: *Субханвердиев Камиль Субханвердиевич (RU),
Герман Леонид Абрамович (RU)*

Заявка № **2017611229**

Дата поступления **31 января 2017 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **21 марта 2017 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 172397

Устройство неселективной защиты выключателя тяговой подстанции переменного тока

Патентообладатели: *Герман Леонид Абрамович (RU),
Субханвердиев Камиль Субханвердиевич (RU), Якунин Денис
Васильевич (RU)*

Авторы: *Герман Леонид Абрамович (RU), Субханвердиев Камиль
Субханвердиевич (RU), Якунин Денис Васильевич (RU)*

Заявка № 2017104581

Приоритет полезной модели 13 февраля 2017 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре полезных

моделей Российской Федерации 06 июля 2017 г.

Срок действия исключительного права

на полезную модель истекает 13 февраля 2027 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ильин



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

на изобретение

№ 2647108

**СПОСОБ ЧАСТИЧНО НЕСЕЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ
ТАГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Московский государственный университет путей сообщения Императора Николая II" МГУПС (МИИТ) (RU)*

Авторы: *Герман Леонид Абрамович (RU), Пупынин Владимир Николаевич (RU), Субханвердиев Камиль Субханвердиевич (RU), Сотов Алексей Александрович (RU)*

Заявка № 2016137663

Приоритет изобретения 21 сентября 2016 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 13 марта 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 21 сентября 2036 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ильин



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 172099

**ПОСТ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ
ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Московский государственный университет путей сообщения Императора Николая II" МГУПС (МИИТ) (RU)*

Авторы: *Герман Леонид Абрамович (RU),
Субханвердиев Камиль Субханвердиевич (RU)*

Заявка № 2017105746

Приоритет полезной модели **21 февраля 2017 г.**

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации **28 июня 2017 г.**

Срок действия исключительного права
на полезную модель истекает **21 февраля 2027 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Иелиев

Г.П. Иелиев

