

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Дипкун - подстанция Тутаул

Исполнитель
студент группы 742-об4

Никитин 31.05.2021
подпись, дата

Т.А. Николаева

Руководитель
профессор, канд.техн.наук

Мясоедов 31.05.2021
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

Булгаков 01.06.2021
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

Лисогурский 01.06.2021
подпись, дата

И.А. Лисогурский

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Николаевой Татьяны Андреевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Дипкун - подстанция Тутаул

(утверждено приказом от 19.03.2021 г. № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2021 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: исходные данные, полученные на производственной практике

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Техническое обоснование проекта. 2. Автоматизированное рабочее место для инженеров служб расчетов уставок релейной защиты. 3. Расчет токов короткого замыкания. 4. Выбор и проверка оборудования на ПС 220 кВ Тутаул. 5. Релейная защита и автоматика. 6. Безопасность и экологичность. 7. Оценка экономической эффективности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 12 рисунков, 32 таблицы, 21 источник, 9 приложений, 5 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) А.Б. Булгаков – консультант по безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 20.03.2021 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов, профессор, канд. техн. наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 20.03.2021 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 173 с., 12 рисунков, 32 таблицы, 21 источник, 9 приложений.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СЕЛЕКТИВНОСТЬ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, ТОКОВАЯ ЗАЩИТА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ БЛОКИРОВКА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ

В данной выпускной квалификационной работе было приведено обоснование модернизации релейной защиты и автоматики на участке сети 220 кВ ПС Дипкун – ПС Тутаул. Был произведен выбор и проверка оборудования, расчет токов короткого замыкания, уставок релейной защиты линии, технико-экономических показателей проекта, а также были рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Техническое обоснование проекта	10
1.1 Анализ электрической схемы исследуемого участка сети и обоснование модернизации РЗА	10
1.1.1 Анализ участка сети 220 кВ Дипкун – Тутаул	10
1.1.2 Обоснование модернизации РЗА	11
1.2 Климатическая и географическая характеристики участка сети 220 кВ Дипкун – Тутаул	13
2 Автоматизированное рабочее место для инженеров служб расчетов уставок релейной защиты	15
2.1 Назначение и возможности АРМ СРЗА	15
2.2 Графический редактор	16
2.3 Расчет электрических величин при повреждениях сети	17
2.4 Программа расчета ТКЗ по месту повреждения	18
2.5 Релейная защита	19
2.6 Программа анализа срабатывания защит	20
2.7 Определение места повреждения сети (ОМП)	21
3 Расчет токов короткого замыкания	22
4 Выбор и проверка оборудования на ПС 220 кВ Тутаул	27
4.1 Выбор и проверка выключателей	27
4.2 Выбор и проверка разъединителей	32
4.3 Выбор трансформаторов тока	34
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	39
5 Релейная защита и автоматика	43
5.1 Расчет дистанционной релейной защиты ВЛ	43
5.2 Расчет мгновенной токовой отсечки	47

5.3	Расчет токовой защиты нулевой последовательности	51
5.4	Расчет уставок ВЧБ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	53
5.4.1	Выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_2 , действующего на блокировку	53
5.4.2	Выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_1 , действующего на блокировку	55
5.4.3	Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{2гр}$	57
5.4.4	Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{1гр}$	58
5.4.5	Выбор уставки токового органа с пуском по току нулевой последовательности I_0 , действующего на блокировку	58
5.4.6	Выбор уставки токового органа с пуском по току нулевой последовательности I_0 , действующего на отключение	59
5.4.7	Выбор уставки токового органа с пуском по напряжению нулевой последовательности U_0	60
5.4.8	Расчет уставки реле сопротивления $Z_{откл}$	62
5.5	Выбор параметров настройки блокировки при качаниях по приращению токов прямой и обратной последовательности	63
5.5.1	Расчет уставки чувствительного пускового органа $DI_{2чув}$	64
5.5.2	Расчет уставки чувствительного пускового органа $DI_{1чув}$	66
5.5.3	Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{2гр}$	67
5.5.4	Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{1гр}$	68
5.6	Автоматика управления выключателем	69
6	Безопасность и экологичность	73
6.1	Безопасность	73
6.1.1	Выбор трасс воздушных линий электропередачи	73
6.1.2	Меры безопасности при обслуживании устройств РЗА	75
6.2	Экологичность	76
6.2.1	Влияние воздушных линий на окружающую среду	76

6.2.2 Меры по обеспечению экологичности при производстве работ с трансформаторным маслом	78
6.2.3 Расчет маслоприемника трансформатора	79
6.3 Чрезвычайные ситуации	85
7 Оценка экономической эффективности	88
7.1 Преимущества защит на микропроцессорной базе	88
7.2 Капиталовложения в реализацию проекта	89
7.3 Расчет эксплуатационных издержек	90
7.4 Расчет амортизационных издержек	91
7.5 Возмещение затрат на электроэнергию	91
7.6 Прочие расходы	92
7.7 Расчет ущерба	93
7.8 Чистый дисконтированный доход	96
Заключение	102
Библиографический список	103
Приложение А – Расчет параметров трансформаторов и линий в MathCad	
15	105
Приложение Б – Расчет токов короткого замыкания в АРМ СРЗА	112
Приложение В – Расчет уставок ДЗ	114
Приложение Г – Расчет уставок МТО	124
Приложение Д – Расчет уставок ТЗНП	127
Приложение Е – Расчет уставок ВЧБ	136
Приложение Ж – Расчет уставок БК	142
Приложение И – Бланк уставок	145
Приложение К – Экономический расчет в MathCad	165

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ПС – подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- ВЛ – воздушная линия;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- КЗ – короткое замыкание;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
- ТО – токовая отсечка;
- ВЧБ – высокочастотная блокировка;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
- МПУ – микропроцессорные устройства;
- ОЭ – объединенная энергосистема;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ОМП – определение места повреждения;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход;
- АРМ СРЗА – автоматизированное рабочее место служб расчетов уставок релейной защиты.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время электроэнергетика занимает существенное место в жизни людей. Она является сложной системой, которая в свою очередь предназначена для производства, распределения и в конечном итоге потребления электроэнергии. Процессы, происходящие в энергетической системе отличны своей быстротой, взаимосвязанностью и единством процессов производства. Без использования предназначенных для управления этими процессами, специальных технических средств, невозможно. Работа релейной защиты взаимосвязана с управлением энергетической системы при возникновении нарушения ее нормальных режимов.

Техника автоматического выявления коротких замыканий и быстродействующего отключения поврежденных объектов электроэнергетики непрерывно совершенствовалась. Появление полупроводниковых диодов, тиристоров и транзисторов подтолкнули к изменению технические средства релейной защиты. То есть началась разработка и массовый выпуск бесконтактных полупроводниковых измерительных реле и устройств РЗ с высокими результатами, в первую очередь их чувствительности и селективности.

Не так давно появились интегрированные микропроцессорные автоматические устройства противоаварийного управления систем электроснабжения. В их основные функции включают не только защитное отключение, но и автоматическую частотную разгрузку, автоматическое повторное включение, а также автоматический ввод резерва. Они обладают свойствами изменения настройки при аварийной ситуации, самотестировании и самодиагностики, то есть они являются интеллектуальными информационными техническими средствами автоматического управления.

При модернизации к релейной защите предъявляются основные требования, такие как селективность, быстродействие, надежность и чувствительность.

Выбранная тема выпускной квалификационной работы является актуальной, так как на ПС 220 кВ Тутаул требуется замена электромеханических устройств РЗА. Средний срок службы электромеханических устройств составляет около 25 лет и поэтому необходима их замена, так как они физически и морально устарели.

Практическая значимость заключается в возможности использования результатов исследования в практической деятельности, то есть данная работа рассматривает реальную электрическую сеть и может рассматриваться проектными организациями как возможный вариант.

Цель работы – модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 220 кВ. Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть климатические и географические особенности участка сети 220 кВ Дипкун – Тутаул;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- рассчитать уставки релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
- выполнить выбор и проверку оборудования на ПС 220 кВ Тутаул;
- рассмотреть безопасность и экологичность проекта;
- произвести экономический расчет;
- разработать листы графической части.

Ожидаемая экономическая эффективность: повышение надежности электроснабжения путем замены устаревшей электромеханической релейной защиты на микропроцессорный терминал.

Проект был разработан с использованием операционной системы Windows 8 и программ: Microsoft Office Word 2013 г., Microsoft Office Visio 2010 г., Microsoft Office Excel 2013 г., MathType 5.0 Equation, Mathcad 15.0, АРМ СРЗА.

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

1.1 Анализ электрической схемы исследуемого участка сети и обоснование модернизации РЗА

1.1.1 Анализ участка сети 220 кВ Дипкун – Тутаул

ПС 220 кВ Дипкун – проходная ПС, расположена в черте Тындинского района ЭС Амурской области. Подстанция принадлежит и обслуживается «МЭС Востока». Трансформаторная мощность ПС 220 кВ Дипкун составляет 2x25 МВА. Марка трансформаторов – ТДТН – 25000/220. РУ на ВН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

ПС 220 кВ Тутаул – проходная ПС, расположена в черте Тындинского района ЭС Амурской области. Подстанция принадлежит и обслуживается «МЭС Востока». Трансформаторная мощность ПС 220 кВ Тутаул составляет 2x25 МВА. Марка трансформаторов – ТДТН – 25000/220. РУ на ВН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Участок сети 220 кВ представлен на рисунке 1.

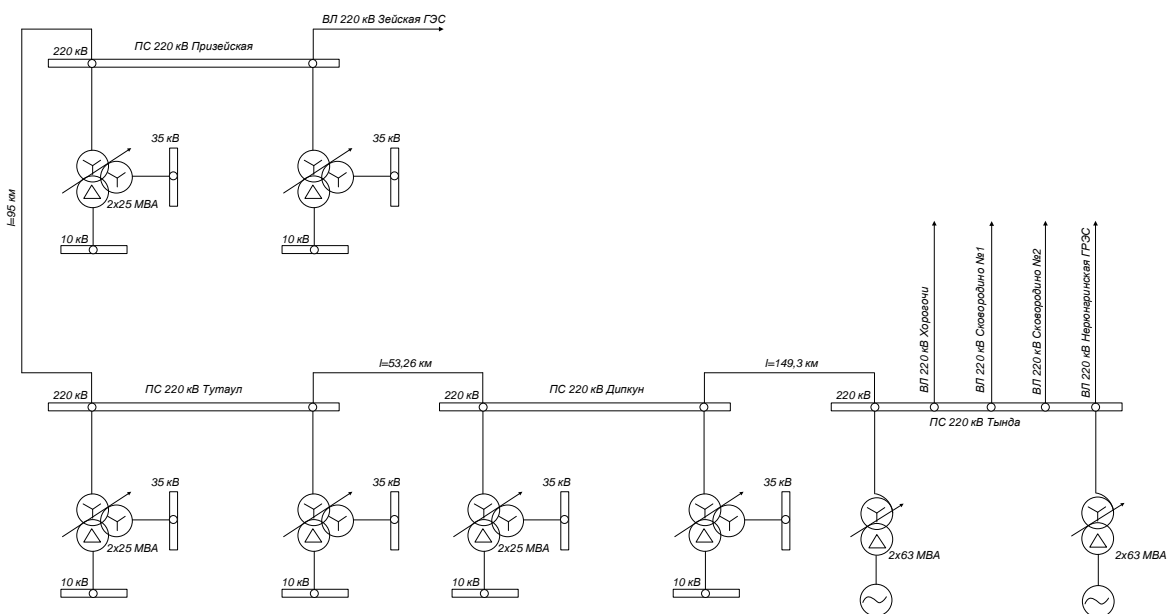


Рисунок 1 – Участок сети 220 кВ

ПС соединены ЛЭП в виде ВЛ в одноцепном исполнении. Длина линии составляет 53,26 км, выполнена проводом АС – 300. ПС 220 кВ Дипкун и ПС 220 кВ Тутаул соединены линией с двусторонним питанием.

1.1.2 Обоснование модернизации РЗА

Глобальное внедрение средств вычислительной техники, то есть микропроцессорного устройства релейной защиты и автоматики, позволяет решить технологические задачи управления ОЭ. Внедрение РЗА в сети ВН должно повысить наблюдаемость ОЭ и поднять уровень управления объединенных энергосистем [20].

Ориентирование именно на внедрение микропроцессорного устройства релейной защиты и автоматики объясняется большими возможностями, которые открываются для увеличения технического совершенства систем оперативного и автоматического управления. В первую очередь, за счет аппаратной надежности, самоконтроля и диагностики высокая надежность функционирования устройств, простота технического обслуживания, возможность дистанционного изменения уставок и возможность осуществления функций наблюдения, а также управления с любого уровня оперативно-диспетчерского управления [20].

Обеспечить быструю подстройку под новых режим работы и интегрироваться в единую систему управления станции, возможно с помощью нескольких групп активных уставок, которые имеются во всех микропроцессорных защитах. Одними из главных достоинств микропроцессорных терминалов является, несомненно, простота настройки, наладки и обслуживания [20].

Микропроцессорные защиты имеют преимущества, такие как:

- 1) высокая точность и стабильность параметров и уставок;
- 2) возможность дистанционного задания и изменения уставок;
- 3) высокое качество изготовления;
- 4) возможность выбора набора функций и гибкость их конфигурирования.

В общем, внедрение современной цифровой микропроцессорной аппаратуры релейной защиты и автоматики позволяет использовать разнообразные возможности по предотвращению аварийных ситуаций, диагностики различных неисправностей, а также обмену информацией между подразделениями и др. [20].

Устройства релейной защиты, выполненные на электромеханической и микроэлектронной базе морально устарели и не удовлетворяют техническим требованиям автоматизации и качествам защиты [20].

Постоянное увеличение количества устаревших устройств возникает из-за недостаточного финансирования на реконструкцию и замену. Если анализировать статистические данные, можно заметить, что рост случаев неправильной работы устройств РЗА из-за старения. На данный момент, не существует каких-либо отраслевых документов по вопросам реконструкции и замене устаревших устройств [20].

Если проследить за опытом эксплуатации, можно сделать вывод, что фактический средний срок службы электромеханических устройств составляет около 25 лет. А подтверждается это, в основном, практически постоянным процентом правильной работы релейной защиты и автоматики в течении долгого времени.

В данной выпускной квалификационной работе будет проведена модернизация релейной защиты и автоматики на воздушной линии 220 кВ Дипкун – Тутаул. А именно, со стороны ПС 220 кВ Тутаул, так как там установлены электромеханические устройства РЗА, они физически и морально устарели и требуют замены. В таблице 1 представлены терминалы, которые будут установлены на ПС 220 кВ Тутаул.

Таблица 1 – Замена электромеханических устройств РЗА на ПС 220 кВ Тутаул

ПС 220 кВ Тутаул		
Защиты	Электрическая панель защиты	Замена на терминалы
1	2	3
ВЧБ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	(ЭПЗ - 1643)	(БЭ2704-085)

1	2	3
КСЗ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул (ДЗ, ТЗНП, ТО)	(ЭПЗ – 1636М)	(БЭ2704-021)
АУВ СВ – 220 (АУВ, ТАПВ)	-	(БЭ2704-019)
Комплект РЗА В – 220 Т-1 (УРОВ, АУВ, ТАПВ, ЗНФ)	-	(БЭ2704-073)

1.2 Климатическая и географическая характеристики участка сети 220 кВ Дипкун – Тутаул

Территория Тындинского района составляет 84,2 тыс. км², граничит с Забайкальским краем, Якутией, Зейским, Мандагачинским и Сковородинским районами [16].

Климат Тындинского района резко континентальный с муссонными чертами. Такой климат обладает высокой контрастностью времен года. Основные черты – морозная зима и относительно теплое, с большим количеством осадков лето [16]. Климатические условия представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	II
Район по ветру	I
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15
Нормативный скоростной напор ветра, Па	400
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	IV
Температуры воздуха	
Среднегодовая, °С	-5
Минимальная, °С	-51
Максимальная, °С	+36

Зима сухая, ветреная и продолжительная. Средняя температура воздуха в январе минус 31,8° С, минимальные значения минус 56,9° С. Весна короткая, поздняя, потепление наступает к началу июня. Средняя температура воздуха в апреле составляет 8° С. Лето жаркое и влажное. Средняя температура воздуха в июле 17° С, максимальные значения могут достигать 36° С. Осень короткая, с большим количеством теплых солнечных дней, редкими осадками [3].

Почти весь год бывает маловетренная погода. Среднегодовая скорость ветра составляет не более 3,6 м/с. Скорость его возрастает только весной и осенью, когда устанавливается циклоническая деятельность. При этом ветры на территории дуют в основном в переменных направлениях [16].

Тындинский район богат природными ресурсами и поэтому его давно называют северной жемчужиной Амурской области. Протяженность района с юга на север составляет 265 км, а с востока на запад – 716 км [16].

В Тындинском районе преобладают горно-таежные почвы. Горы выше 1200 – 1500 метров, покрыты горно-тундровыми почвами, на переувлажнённых участках – болотные почвы [16].

2 АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ДЛЯ ИНЖЕНЕРОВ СЛУЖБ РАСЧЕТОВ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

При прохождении производной практики (практики по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности) в Филиале АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ была использована программа АРМ СРЗА, для расчета токов КЗ по месту повреждения и уставок релейной защиты линии электропередачи 220 кВ.

2.1 Назначение и возможности АРМ СРЗА

Автоматизированное рабочее место служб расчетов уставок релейной защиты ОДУ и энергосистем (АРМ СРЗА) – это новый программный продукт, который разрабатывается в графической среде WINDOWS [1].

Данный комплекс программ АРМ СРЗА состоит из графического редактора схем замещения электрической сети и 10 программ [1]:

- 1) программы подготовки файла коррекции;
- 2) программы расчета электрических величин при повреждениях сети;
- 3) программы расчета токов КЗ по месту повреждения;
- 4) релейной защиты;
- 5) программы анализа срабатывания защит;
- 6) программы расчета эквивалентов сети;
- 7) программы создания новой сети на базе эквивалента;
- 8) программы расчета параметров производной схемы замещения при повреждениях любой сложности;
- 9) программы построения таблиц ОМП;
- 10) программы определения мест повреждений ОМП.

Главное меню АРМ СРЗА представлено на рисунке 2.

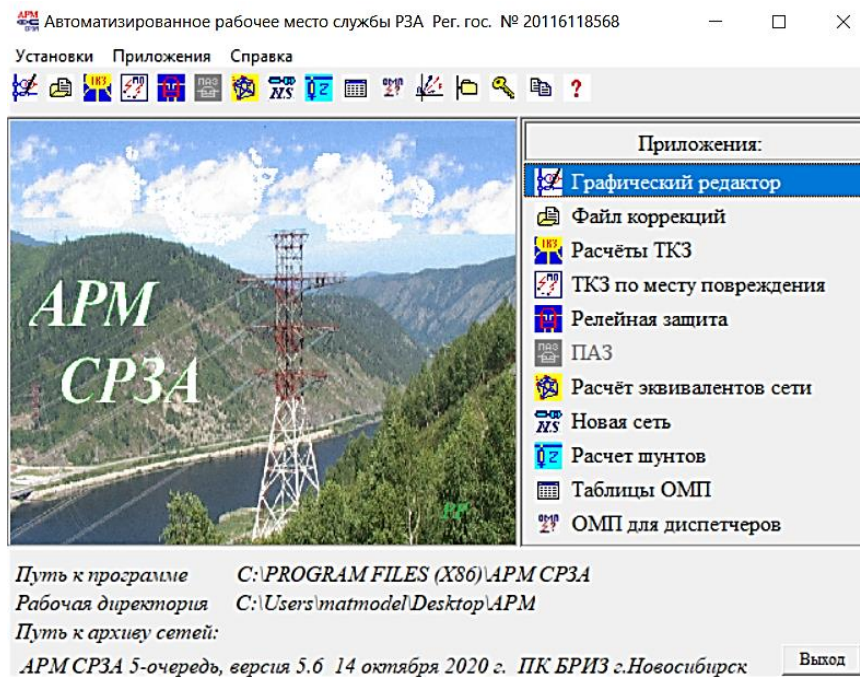


Рисунок 2 – Главное меню АРМ СРЗА

2.2 Графический редактор

Графический редактор АРМ СРЗА позволяет создавать математическую модель сети двумя способами [1]:

- 1) непосредственно в процессе вычерчивания сети на экране монитора;
- 2) задавая информацию в табличном виде.

АРМ СРЗА и ТКЗ 3000 имеют возможность взаимного преобразования моделей сетей (в пределах ограничений, предъявляемых к математической модели сети комплексом программ ТКЗ 3000) [1].

Математическая модель АРМ может иметь неограниченное число изображений сети. В зависимости от назначения задачи пользователь может представлять сеть в удобном для использования виде. При этом изображение сети можно иметь как для всей сети в целом, так и в виде отдельных фрагментов, например, в виде сетевых районов [1].

Для того, чтобы произвести расчет предаварийных напряжений, контроль сети, сравнение сетей, перенумерацию узлов и защит, а также перекодировку из

TK3 3000 В MS Excel и обратно используют «Сервис» [1].

При необходимости можно скорректировать шкалу напряжений и выбрать желаемые цвета на чертеже, открыв «Установки». Меню графического редактора представлено на рисунке 3.

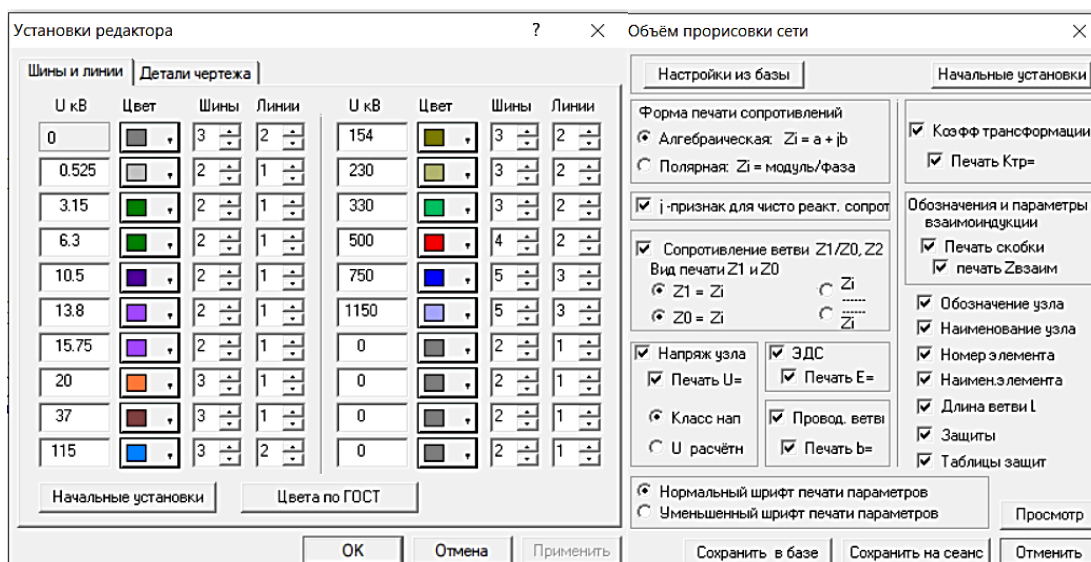


Рисунок 3 – Меню графического редактора

Табличное сопровождение сети позволяет размещать информацию по прямой, нулевой и обратной последовательностям в одной таблице, а также дает возможность вводить и корректировать наименования узлов и элементов [1].

В программе АРМ СРЗА можно задавать тип ветвей, например, для линии – 0, коммутационных аппаратов в положении «включено» – 1, коммутационных аппаратов в положении «выключено» – 101, ветвей трансформатора – 3, а для эквивалентного генератора – 4 [1].

2.3 Расчет электрических величин при повреждениях сети

Используемые методы расчетов программы токов КЗ позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока КЗ как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики [1].

Программа расчета электрических величин при повреждениях сети имеет два интерфейса [1]:

1) диалоговый интерфейс – интерфейс на вычерченной части сети с помощью курсора мыши и контекстных меню «узлов» и «ветвей».

2) расширенный интерфейс – интерфейс, построенный на выполнении заданий на расчет, сформированных на основе «приказов».

Настоящий диалоговый интерфейс реализует все возможности формирования несимметрий, а именно: металлические замыкания, замыкания через переходные сопротивления, замыкания и обрывы в любой промежуточной точке линии. Реализован учет локального нагрузочного режима на воздушной линии и трансформаторе [1].

Расширенный интерфейс – интерфейс, построенный на выполнении заданий на расчет. Этот режим использует все возможности ТКЗ-Д и еще ряд дополнительных существенных возможностей по формированию повреждений и коммутаций сети и, в частности, вводить в список электрических величин произвольные математические выражения, использующие различные рассчитываемые электрические величины [1].

2.4 Программа расчета ТКЗ по месту повреждения

Программа расчета токов КЗ по месту повреждения для каждого из заданных узлов производит два вида расчётов: расчёт при трёхфазном металлическом КЗ в узле (ABC) и расчёт при однофазном металлическом КЗ в узле (A_0) [1].

Разработано два формата печати выходного документа. Первый формата печати соответствует таблице, в которой выдаются для трёхфазного КЗ I_1 для каждой ветви первого пояса и суммарная величина, для однофазного КЗ I_1 , I_2 и $3I_0$ для каждой ветви первого пояса и суммарная величина. Вторым форматом печати для проверки аппаратуры. В таблице для трёхфазного и однофазного КЗ выдаётся ток фазы А в кА при КЗ на шинах и за выключателем. Ток выдаётся для каждой ветви первого пояса, и суммарная величина при КЗ на шинах. В обоих

форматах печати рассчитываются и выдаются в протокол суммарные сопротивления каждого узла (Z_1, Z_2, Z_0) с учётом подрежима [1].

2.5 Релейная защита

Программа «Релейная защита» (РЗ) позволяет производить расчеты для защит нулевой последовательности от КЗ на землю (ТЗНП), для дистанционных защит (ДЗ) и для токовых защит от междуфазных КЗ (МФТ) [1].

Программа РЗ производит расчёт параметров срабатывания устройств релейной защиты и хранение результатов расчёта по ступеням. Общение пользователя с программой РЗ происходит через задание на расчёт защит. Задание на расчёт составляется с помощью созданного языка общения в виде приказов, содержащих информационные поля с данными для расчётов. Результаты расчётов по рассчитываемой ступени программа РЗ помещает в выходной документ в табличном виде [1].

Для каждой ступени по программе РЗ можно выполнить все расчётные условия, которые предъявляются к ступеням в методических разработках по выбору параметров срабатывания ступени. Этими расчётными условиями являются [1]:

- отстройка от КЗ вне зоны действия ступени;
- согласование параметров отдельных ступеней указанных защит;
- отстройка от нагрузочного режима;
- отстройка от КЗ с учетом нагрузочного режима на линии;
- проверка чувствительности при КЗ в зоне действия ступени.

Меню релейной защиты представлено на рисунке 4.

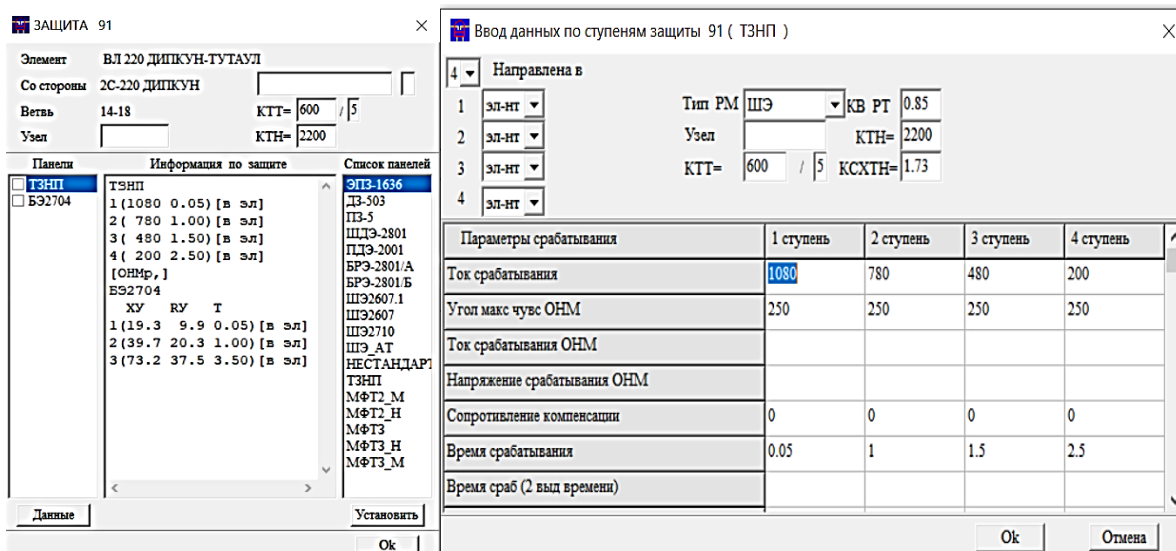


Рисунок 4 – Меню релейной защиты

2.6 Программа анализа срабатывания защит

В программе анализа действия срабатывания защит предусмотрено два режима работы [1]:

- программа срабатывания защит ПАЗ;
- построение графиков, годографов электрических величин и характеристик срабатывания ступеней для группы защит при перемещении места КЗ по линиям.

Программа ПАЗ позволяет провести [1]:

- анализ действия защит при обеспечении дальнего резервирования;
- проверку селективности для группы выбранных защит линий, прилегающих к шинам п/ст.

Программа ПАЗ предназначена для анализа поведения защит нулевой последовательности (ТЗНП) и дистанционных защит (ДЗ) при заданных повреждениях в электрической сети. Анализ представляет собой многошаговый процесс. На каждом шаге предполагается:

- осуществления контроля состояния защит, участвующих в расчете;

- формирование изменений сети в соответствии с отключениями, выполняемыми при срабатывании ступеней защит.

2.7 Определение места повреждения сети (ОМП)

С помощью программы «Таблицы электрических величин для ОМП» можно получить таблицы распределения токов и напряжений нулевой последовательностей ($3I_0$ и $3U_0$) и их отношений, токов и напряжений обратной последовательностей (I_2 и U_2) и их отношений для двух или трех ветвей при скольжении точки КЗ по линии. Кроме этого реализована возможность получения таблиц изменения любых электрических величин (I_1 , I_A , I_{AB} и т.д.) при скольжении точки КЗ любого вида по линии [1].

«Программа определения места повреждения по показаниям фиксирующих приборов» позволяет определять место повреждения на линиях без отпаек и на линиях с отпайками по показаниям фиксирующих приборов (ФИП) нулевой и обратной последовательностей, установленных как на поврежденной линии (свои замеры), так и на других линиях (дополнительные замеры). Показания задаются как с нескольких сторон линии, так и с одной стороны – односторонний замер. Схематично работа с программой сводится к тому чтобы, настроить режим, выбрать линию, на которой необходимо найти повреждение, отметить подстанцию начала отсчета, ввести показания и сделать расчет. В процессе расчета будет оценена достоверность показаний, найдено одно, два или более мест повреждений, при необходимости подобрано переходное сопротивление для каждого вида короткого замыкания (одно, двухфазное или двухфазное на землю) [1].

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания выполняется для определения величин токов, необходимых для расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит, причем, в первом случае необходимы максимальные, а во втором - минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент [11].

Для определения параметров участка сети необходима наглядность элементов энергосистемы, для чего и нужно составить схему замещения. Её составление проводится путем приведения параметров ее элементов различных ступеней трансформации к одной ступени, которая принята за расчету [11].

Под максимальным режимом понимают такой режим, когда в работе находятся все элементы энергосистемы и ее общее сопротивление имеет наименьшее значение. Под минимальным режимом понимают, когда часть генераторов и линий отключены при минимальном режиме работы смежной системы и общее сопротивление электрической сети имеет наибольшее значение. Режим работы для выбора уставок и оценки чувствительности защит рассматриваются конкретно для каждой защиты элемента сети и для каждого вида КЗ. В максимальных режимах определяются токи небаланса и выполняются расчеты уставок защит, а в минимальных – защиты проверяются по чувствительности [11]. На рисунке 5 представлена схема замещения для АРМ СРЗА.

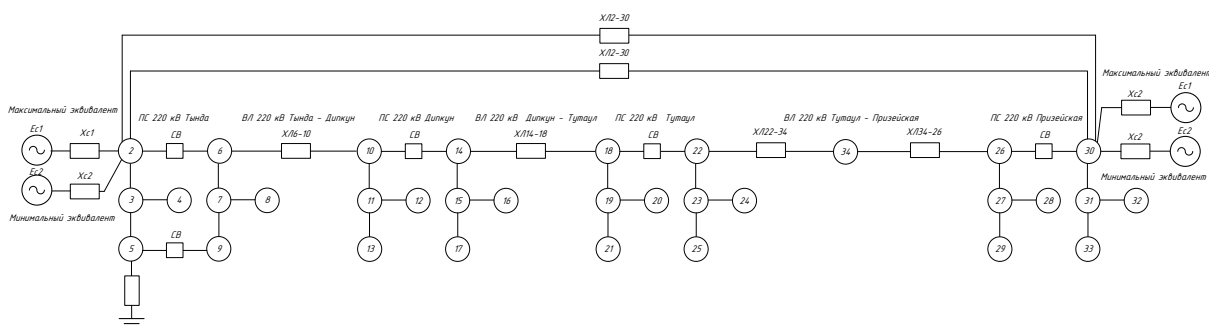


Рисунок 5 – Схема замещения для АРМ СРЗА

Расчетная схема в АРМ СРЗА представлена на рисунке 6.

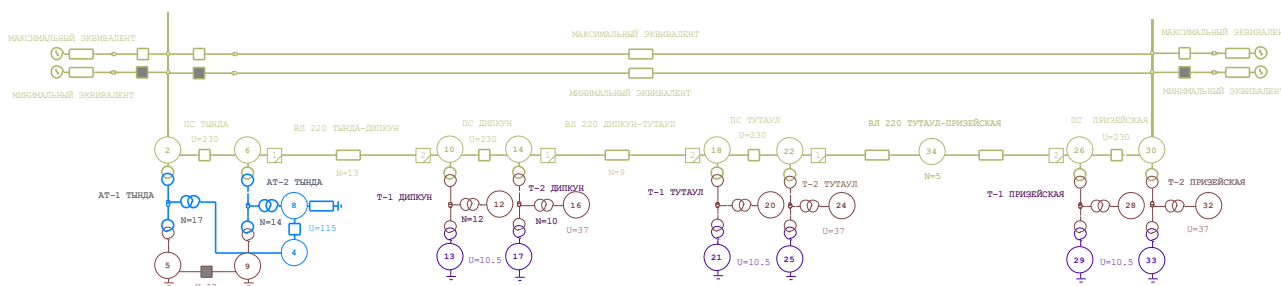


Рисунок 6 – Расчетная схема в АРМ СРЗА

В приложении А представлен расчет параметров воздушных линий, трансформаторов и автотрансформаторов, который был выполнен в ПВК MathCad 15.

Погонные параметры воздушных линий электропередачи возьмем из справочника [4] и представим их в виде таблицы 3.

Таблица 3 – Погонные параметры воздушных линий

$U_{ном}$	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
1	2	3	4
220 кВ	АС-300	0,098	0,429
	АС-500	0,06	0,413

Расчет активных и реактивных сопротивлений ЛЭП были проведены в ПВК MathCad 15 сведем полученные значения в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры линий электропередачи

Линия	Марка провода	Длина, км	R, Ом	X, Ом
1	2	3	4	5
Тында-Дипкун	АС-300	149,3	14,631	64,05
Дипкун-Тутаул	АС-300	53,26	5,219	22,849
Тутаул-Призейская	АС-300	93,1	9,124	39,94
	АС-500	1,9	0,114	0,785

Справочные данные для расчета параметров автотрансформаторов и трансформаторов возьмем из справочника [4] и представим их в виде таблиц 5, 6, 7, 8.

Таблица 5 – Справочные данные для автотрансформаторов, расположенных на ПС 220 кВ Тында

Марка трансформатора	АТДЦТН – 63000/220	
Диспетчерское наименование	АТ1	АТ2
1	2	3
S, МВА	63	63
U _{ВН} , кВ	230	230
U _{СН} , кВ	121	121
U _{НН} , кВ	38,5	38,5
U _{кВС} , %	10,99	10,8
U _{кВН} , %	34,34	34,3
U _{кСН} , %	20,82	31,2

Таблица 6 – Справочные данные для трансформаторов, расположенных на ПС 220 кВ Дипкун

Марка трансформатора	ТДТН – 25000/220	
Диспетчерское наименование	Т1	Т2
1	2	3
S, МВА	25	25
U _{ВН} , кВ	230	230
U _{СН} , кВ	38,5	38,5
U _{НН} , кВ	11	11
U _{кВС} , %	12,6	12,7
U _{кВН} , %	19,2	18,9
U _{кСН} , %	6,29	6,12

Таблица 7 – Справочные данные для трансформаторов, расположенных на ПС 220 кВ Тутаул

Марка трансформатора	ТДТН – 25000/220	
Диспетчерское наименование	Т1	Т2
1	2	3
S, МВА	25	25

1	2	3
U _{ВН} , кВ	230	230
U _{СН} , кВ	38,5	38,5
U _{НН} , кВ	11	11
U _{квс} , %	12,7	12,8
U _{квн} , %	19,1	19,0
U _{кчн} , %	6,34	6,21

Таблица 8 – Справочные данные для трансформаторов, расположенных на ПС 220 кВ Призейская

Марка трансформатора	ТДТН – 25000/220	
Диспетчерское наименование	T1	T2
1	2	3
S, МВА	25	25
U _{ВН} , кВ	230	230
U _{СН} , кВ	38,5	38,5
U _{НН} , кВ	11	11
U _{квс} , %	12,7	12,7
U _{квн} , %	19,0	18,9
U _{кчн} , %	6,21	6,18

Расчет параметров автотрансформаторов и трансформаторов были проведены в ПВК MathCad 15 сведем полученные значения в таблицы 9, 10, 11, 12.

Таблица 9 – Параметры автотрансформаторов на ПС 220 кВ Тында

Марка трансформатора	Диспетчерское наименование	U _{кв} , %	U _{кс} , %	U _{кн} , %	X _{т.в} , Ом	X _{т.с} , Ом	X _{т.н} , Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
АТДЦТН – 63000/220	АТ1	12,255	-1,265	22,085	102,903	-2,94	5,196
	АТ2	6,95	3,85	27,35	58,358	8,947	6,435

Таблица 10 – Параметры трансформаторов на ПС 220 кВ Дипкун

Марка трансформатора	Диспетчерское наименование	$U_{кв},$ %	$U_{кс},$ %	$U_{кн},$ %	$X_{т.в},$ Ом	$X_{т.с},$ Ом	$X_{т.н},$ Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
ТДТН – 25000/220	T1	12,755	-0,155	6,445	269,896	-0,092	0,312
	T2	12,74	-0,04	6,16	269,578	-0,024	0,298

Таблица 11 – Параметры трансформаторов на ПС 220 кВ Тутаул

Марка трансформатора	Диспетчерское наименование	$U_{кв},$ %	$U_{кс},$ %	$U_{кн},$ %	$X_{т.в},$ Ом	$X_{т.с},$ Ом	$X_{т.н},$ Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
ТДТН – 25000/220	T1	12,73	-0,03	6,37	269,367	-0,018	0,308
	T2	12,795	0,005	6,205	270,742	0,003	0,3

Таблица 12 – Параметры трансформаторов на ПС 220 кВ Призейская

Марка трансформатора	Диспетчерское наименование	$U_{кв},$ %	$U_{кс},$ %	$U_{кн},$ %	$X_{т.в},$ Ом	$X_{т.с},$ Ом	$X_{т.н},$ Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
ТДТН – 25000/220	T1	12,745	-0,045	6,255	269,684	-0,027	0,303
	T2	12,71	-0,01	6,19	268,944	-0,006	0,3

Расчет токов короткого замыкания был выполнен в ПВК АРМ СРЗА. Протокол с полученными токами в амперах и килоамперах представлен в приложении Б. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ

Точка короткого замыкания	Трехфазное КЗ	Однофазное КЗ
1	2	3
Шины ПС 220 кВ Тында	$I_1=3932$ А	$3I_0=4560$ А
Шины ПС 220 кВ Дипкун	$I_1=2204$ А	$3I_0=2109$ А
Шины ПС 220 кВ Тутаул	$I_1=2195$ А	$3I_0=2065$ А
Шины ПС 220 кВ Призейская	$I_1=2713$ А	$3I_0=2746$ А

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС 220 КВ ТУТАУЛ

4.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей осуществляется по длительному номинальному току ($I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$), номинальному напряжению ($U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$) и проверяется по отключающей способности, термической и динамической устойчивости к токам КЗ [8].

Выключатели высокого напряжения должны соответствовать следующим требованиям [8]:

- надежное отключение любых токов;
- быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего АПВ, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

В таблице 14 представлены выключатели, которые в настоящее время установлены на ПС 220 кВ Тутаул.

Таблица 14 – Выключатели, установленные на ПС 220 кВ Тутаул

Параметр	Величина параметра	Величина параметра	Величина параметра
1	2	3	4
Тип выключателя	ЗАР1 DT-245	У-220-2000-25	У-220-2000-25
Диспетчерское наименование	СВ-220	В-220 Т-1	В-220 Т-2
Год ввода	2011	1987	1987

Для установки на РУ ВН ПС 220 кВ Тутаул выбираем элегазовый выключатель типа ЗАР1 DT-245 и проведем его проверку.

Баковый элегазовый выключатель типа 3AP1DT-245, на номинальное напряжение 220 кВ, выпускается российской компанией «Евроконтракт» по лицензии Siemens [21].

Особенности выключателей 3AP1 DT-245 [21]:

- минимальные требования по обслуживанию (гарантийный срок 5 лет, первое техническое обслуживание через 12 лет, первый средний ремонт через 25 лет, срок службы до 40 лет);

- простота и исключительная надежность пружинного привода;
- герметичность выключателя;
- долговечная конструкция главных контактов выключателя;
- низкие перенапряжения при отключении индуктивных токов;
- высокая электрическая прочность изоляции даже при атмосферном давлении;

- низкий уровень шума;

- простая и быстрая установка и ввод в эксплуатацию;

- встроенные трансформаторы тока.

Выбор выключателя производится по следующим основным параметрам, такие как напряжение установки и максимальному рабочему току:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}.$$

Для того, чтобы проверить условие, находим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 220}, \quad (1)$$

$$I_{\max} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 66 \text{ A.}$$

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a + \Delta t), \quad (2)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,06 \text{ с}$;

Δt – степень селективности;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_k = 2,2^2 \cdot (2 + 0,06 + 0,02) = 10,07 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{\text{аном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{откл}}}{100}, \quad (3)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$$i_{\text{аном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{откл}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,819 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}, \quad (4)$$

$$B_k = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (5)$$

где τ – кратчайшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Параметр τ рассчитывается по формуле:

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{\text{св}}, \quad (6)$$

где $t_{\text{св}}$ - собственное время отключения выключателя, с;

$t_{3,\text{min}}$ - минимальное время действия РЗ, $t_{3,\text{min}} = 0,01 \text{ с.}$

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,037 = 0,047.$$

Аperiodический ток в момент времени t определяется по выражению:

$$i_{A.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (7)$$

$$i_{A.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,2 \cdot e^{-\frac{0,047}{0,02}} = 0,297 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в цепи выключателя найдем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_{y\partial}, \quad (8)$$

$K_{y\partial}$ -ударный коэффициент, который можно посчитать по формуле:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (9)$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,03}} = 2,396.$$

По формуле (8) определяем ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,2 \cdot 2,396 = 7,455.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 66 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{СКВ} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,455 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$

1	2	3
$V_{KH} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 10,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} \leq V_{KH}$
$I_{VKL} = 40 \text{ кА}$	$I_{PO} = 2,2 \text{ кА}$	$I_{PO} \leq I_{VKL}$
$I_{OTKL} = 40 \text{ кА}$	$I_{PO} = 2,2 \text{ кА}$	$I_{Pi} \leq I_{OTKL\text{НОМ}}$
$i_{A.\text{НОМ}} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{A.\text{уд}} = 0,297 \text{ кА}$	$I_{A.\text{уд}} \leq i_{A.\text{НОМ}}$

Как видно из результатов выключатель марки ЗАР1 DT-245-31,5/2000 У1 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [8].

Разъединители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ [8].

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током [8].

В таблице 16 представлены разъединители, которые в настоящее время установлены на ПС 220 кВ Тутаул.

Таблица 16 – Разъединители, установленные на ПС 220 кВ Тутаул

Диспетчерское наименование	Тип разъединителя	Год ввода
1	2	3
ШР-220 Т-1	РНДЗ.16-220/1000 У1	1987
ТР-220 Т-1	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987
РП-220 Т-1	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987
ТР-220 Т-2	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987
ШР-220 Т-2	РНДЗ.16-220/1000 У1	1987
РП-220 Т-2	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987

1	2	3
СР-220 2С	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987
СР-220 1С	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987
ШР-220 ТН 1С	РНДЗ.2б-220/1000 ХЛ1	2006
ШР-220 ТН 2С	РНДЗ.2б-220/1000 ХЛ1	2006
ЛР-220 ВЛ Призейская	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987
ЛР-220 ВЛ Дипкун	РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1	1987

На стороне ВН выберем разъединители РНДЗ.1-220/2000 ХЛ1 и РНДЗ.2-220/2000 ХЛ1 и проведем их проверку. Соответственно, с одним и с двумя заземляющими ножами. Разъединители высоковольтные наружной установки на 220 кВ серии РНДЗ предназначены для включения и отключения, находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей [7].

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 17.

Таблица 17 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 66 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{СКВ} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,455 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединителя РНДЗ.1-220/2000 ХЛ1 и РНДЗ.2-220/2000 ХЛ1 соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих (так как цепи высшего и низшего напряжений разделены), а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле [8].

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током $I_{ном}$ (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40 000 А) и номинальным вторичным током $I_{2ном}$, который принят равным 1 или 5 А. Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки [8]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, соединительных проводов $R_{ПП}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПП} + R_K. \quad (10)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВОД}} = R_{\text{ПРИБ}}$. Вторичная нагрузка трансформаторов для самой нагруженной фазы представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Место установки ТТ	Класс точности обмотки ТТ	Наименование прибора	Потребляемая мощность, ВА
1	2	3	4
ОРУ 220 кВ Ввод Т1(Т2) 220 кВ	0,2S	Счетчик А1802	0,003
	0,5	Варметр	0,1
		Ваттметр	0,1
ОРУ 220 кВ Ввод Т1(Т2) 220 кВ	0,5	Амперметр	0,1
	10P	Терминал Бреслер-0105	0,8
		Терминал ИМФ-3Р	0,5
		Терминал БЭ2704V085	2
		Терминал БЭ2704V021	2
ОРУ 220 кВ СВ-220 кВ	10P	Терминал Бреслер-0105	0,8
		Терминал ИМФ-3Р	0,5
		Терминал БЭ2704V085	2
		Терминал БЭ2704V021	2
		Терминал Бреслер-0105	0,8
		Терминал ИМФ-3Р	0,5
		Терминал БЭ2704V085	2
		Терминал БЭ2704V021	2
		Терминал БЭ2704V019	2
Итого			18,203

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2,ДОП} \geq \sum(Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K). \quad (11)$$

В таблице 19 представлены трансформаторы тока, которые в настоящее время установлены на ПС 220 кВ Тутаул.

Таблица 19 – Трансформаторы тока, установленные на ПС 220 кВ Тутаул

Параметр	Величина параметра	Величина параметра	Величина параметра	Величина параметра
1	2	3	4	5
Место присоединения	РП-220	В-220 Т-1	В-220 Т-2	СВ-220
Тип трансформатора тока	ТФЗМ-220Б-ШУ1	ТВ-220	ТВ-220	ТВ-220
Диспетчерское наименование	ТТ РП-220	Встроенный ТТ в В-220 Т-1	Встроенный ТТ в В-220 Т-2	Встроенный ТТ в СВ-220
Год ввода	1987	1987	1987	2011

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТВ-220 и проведем его проверку. Трансформаторы тока ТВ-220 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты и управления в цепях переменного тока частотой 50 Гц. Трансформаторы встраиваются в выключатели или силовые трансформаторы [15].

Определим нагрузку на трансформатор тока по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum(r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K); \quad (12)$$

$$r_{ПР} = r_{2,ДОП} - \sum r_{ПРИБ} - r_K; \quad (13)$$

где $r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$r_{2,ДОП}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока (10 Ом);

$\Sigma r_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН;

r_K - сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,01$ Ом, при большом количестве приборов.

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}, \quad (14)$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами, $S_{ПРИБ} = 18,203$ ВА.

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5$ А.

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{18,203}{5^2} = 0,728 \text{ Ом}.$$

Определим по формуле (13) сопротивление проводов:

$$r_{ПП} = 10 - 0,728 - 0,01 = 9,262 \text{ Ом}.$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (15)$$

где l – длина соединительного кабеля ($l = 150$ м).

Зависимость длины соединительных проводов напряжения представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U _н , кВ	l, м
1	2
220	100 – 150
35	75 – 100
10	4 – 6

ρ - удельное сопротивление материала кабеля (алюминий): $\rho = 0,0283$.

В результате получим:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 150}{9,262} = 0,458 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее большее стандартное сечение контрольного кабеля. Принимаем кабель АКРВГ с сечением $q = 4,0 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (16)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 150}{4} = 1,061 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}, \quad (17)$$

$$Z_2 \approx r_2 = 0,728 + 1,061 + 0,01 = 1,799 \text{ Ом,}$$

$$B_{\text{терм}} = I_{\text{терм.ном}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (18)$$

$$B_{терм} = I_{терм.ном}^2 \cdot t_{отк} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 66 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,799 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{ЭЛД} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,455 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ЭЛД}$
$B_{терм} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 10,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_{терм}$

Как видно из результатов выбранный трансформатор тока ТВ220-I-600/5 ХЛ2 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ},$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [8].

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки [14].

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч}}$ [8].

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений [8].

В таблице 22 представлены трансформаторы напряжения, которые в настоящее время установлены на ПС 220 кВ Тутаул.

Таблица 22 – Трансформаторы напряжения, установленные на ПС 220 кВ Тутаул

Параметр	Величина параметра	Величина параметра
1	2	3
Место присоединения	1С-220	2С-220
Тип трансформатора тока	НКФ-220-58 У1	НКФ-220-58 ХЛ1

1	2	3
Диспетчерское наименование	ТН-220 1С	ТН-220 2С
Год ввода	1987	1988

На сторону ВН выберем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1 и проведем его проверку. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Элемент нагрузки	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4
Междуфазные нагрузки (Sab)			
Терминал БЭ2704V085	1	0,5	0,5
Терминал БЭ2704V021	1	0,5	0,5
Терминал БЭ2704V019	1	0,5	0,5
Регистратор аварийных событий	1	1	1
Определение места повреждения	1	1,5	1,5
Измерительный преобразователь	1	3	3
Счетчик А1802	2	3,6	7,2
Варметр	2	0,1	0,2
Ваттметр	2	0,1	0,2
Междуфазные нагрузки (Sbc)			
Терминал БЭ2704V085	1	0,5	0,5
Терминал БЭ2704V021	1	0,5	0,5
Терминал БЭ2704V019	1	0,5	0,5
Регистратор аварийных событий	1	1	1
Определение места повреждения	1	1,5	1,5
Измерительный преобразователь	1	3	3
Счетчик А1802	2	3,6	7,2
Варметр	2	0,1	0,2
Ваттметр	2	0,1	0,2

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
Междуфазные нагрузки (Sca)			
Терминал БЭ2704V085	1	0,5	0,5
Терминал БЭ2704V021	1	0,5	0,5
Терминал БЭ2704V019	1	0,5	0,5
Регистратор аварийных событий	1	1	1
Определение места повреждения	1	1,5	1,5
Измерительный преобразователь	1	3	3
Счетчик А1802	2	3,6	7,2
Итого			43,4

Сопоставление каталожных и расчетных данных представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 43,4 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Расчет дистанционной защиты ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул

Дистанционная защита нашла свое применение в сетях сложной конфигурации, где по причине недостаточной чувствительности и быстродействия не могут использоваться более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты [18].

Принцип действия дистанционной защиты основан на контроле сопротивления. Если защищаемым объектом является линия, то в нормальном режиме параметры тока в линии и напряжения в шинах близки к номинальным. При возникновении короткого замыкания будет происходить уменьшение напряжения на шинах и контролируемого сопротивления, тем самым приводящее к увеличению тока протекающего в линии. При контроле изменения сопротивлений можно определить появление КЗ и оценить удаленность точки [18].

Дистанционная защита является защитой с относительной селективностью и выполняется трехступенчатой. Первая ступень охватывает 85% от всей длины защищаемой линии и имеет выдержку времени равную $t_1 = 0$ с. Первая ступень ДЗ выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии с коэффициентом отстройки равным 0,85 [9].

Вторая ступень предназначена для надежной защиты всей линии. Так как зона действия второй ступени попадает на смежную линию, то для обеспечения селективного срабатывания защиты проводится отстройка по времени. Выбор второй ступени осуществляется из условий [9]:

- отстройки от коротких замыканий на шинах низшего (среднего) напряжения;
- согласования с первой ступенью защиты.

Выдержка времени выбирается по выражению:

$$t_2 = t_1 + t_{УРОВ} + \Delta t, \quad (19)$$

где $t_{\text{УРОВ}}$ - время срабатывания выключателя, с;

Δt - степень селективности, принимается равной 0,5 с.

При проверке второй ступени по чувствительности необходимо, чтобы соблюдалось условие $k_{\text{ч}} \geq 1,25$.

Третья ступень выполняет функции ближнего и дальнего резервирования. Выбор третьей ступени осуществляется по условиям [9]:

- согласования со второй ступенью защиты;
- отстройки от нагрузочных режимов.

В таблице 25 представлена активная и реактивная мощность, которые необходимы для отстройки и построения характеристик в АРМ СРЗА.

Таблица 25 – Активная и реактивная мощность подстанций

№ режима	Наименование объекта электроэнергетики	U		P ² , МВт	Q ² , МВт	I, А
		модуль, кВ	фаза ¹ , град			
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Дипкун	189	-26,3	-186,9	-24,3	575
	ПС 220 кВ Тутаул	198	-19,8	192	42	572
2	ПС 220 кВ Дипкун	202,5	-18,5	-150,2	-18,8	431
	ПС 220 кВ Тутаул	209	-14	153	25,6	429
3	ПС 220 кВ Дипкун	198,2	-68,3	-241,2	88,9	749
	ПС 220 кВ Тутаул	196,2	-59,3	250	-55	753
4	ПС 220 кВ Дипкун	217	-59,7	-222,4	84,3	633
	ПС 220 кВ Тутаул	214,5	-52,7	229	-62,7	638
5	ПС 220 кВ Дипкун	198,2	-68,3	-241,2	88,9	749
	ПС 220 кВ Тутаул	196,2	59,3	250	-55	753

Выдержка времени выбирается по выражению:

$$t_3 = t_2 + \Delta t. \quad (20)$$

При проверке третьей ступени по чувствительности необходимо, чтобы соблюдалось условие [9]:

- в зоне ближнего резервирования $k_{\text{ч}} \geq 1,5$;
- в зоне дальнего резервирования $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

Задание на расчет дистанционной защиты ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул и полученные уставки представлены в приложении В.

Уставки дистанционной защиты линии представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Уставки дистанционной защиты линии

Наименование ПС	Степень защиты	Выбранная уставка		Коэффициент чувствительности
		Полное сопротивление, Ом	Выдержка времени, с	
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тутаул	1	$Z=10,2+j19,3$	0	Не нормируется
	2	$Z=31,5+j59,9$	0,8	1,68
	3	$Z=101,3+j192,4$	1,3	в зоне ближнего резервирования - 1,68 в зоне дальнего резервирования – 0,31

Исходя из результатов расчета, можно сделать вывод, что дистанционная защита ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул соответствует требованиям селективности, за исключением зоны дальнего резервирования, где чувствительность за трансформатором не обеспечивается. Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС 220 кВ Тутаул и характеристика отстройки от нагрузочного режима представлены, соответственно, на рисунках 7 и 8.

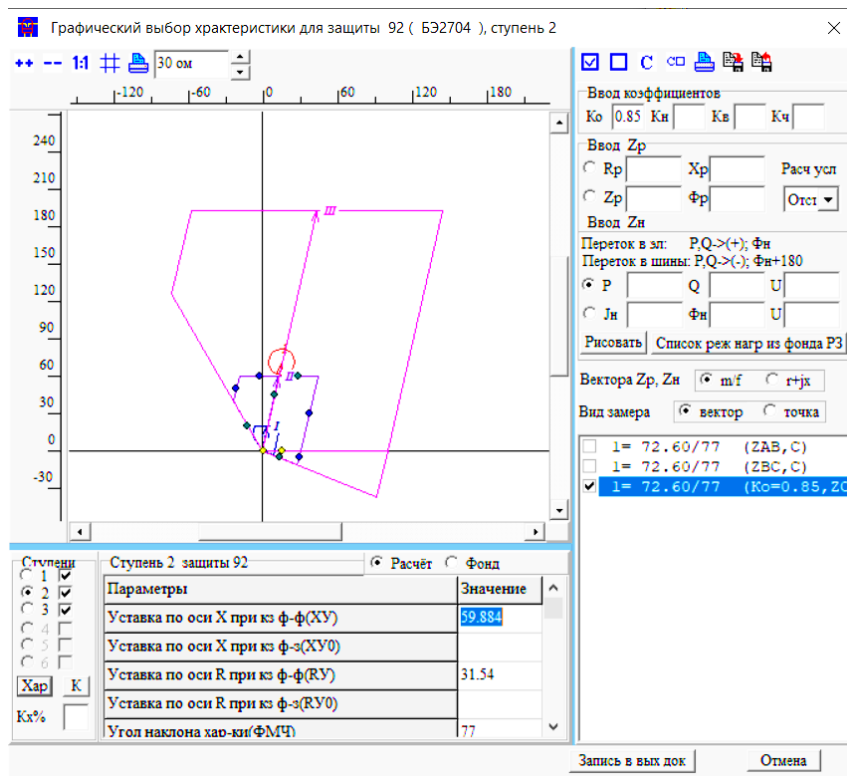


Рисунок 7 – Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС 220 кВ
Тутаул

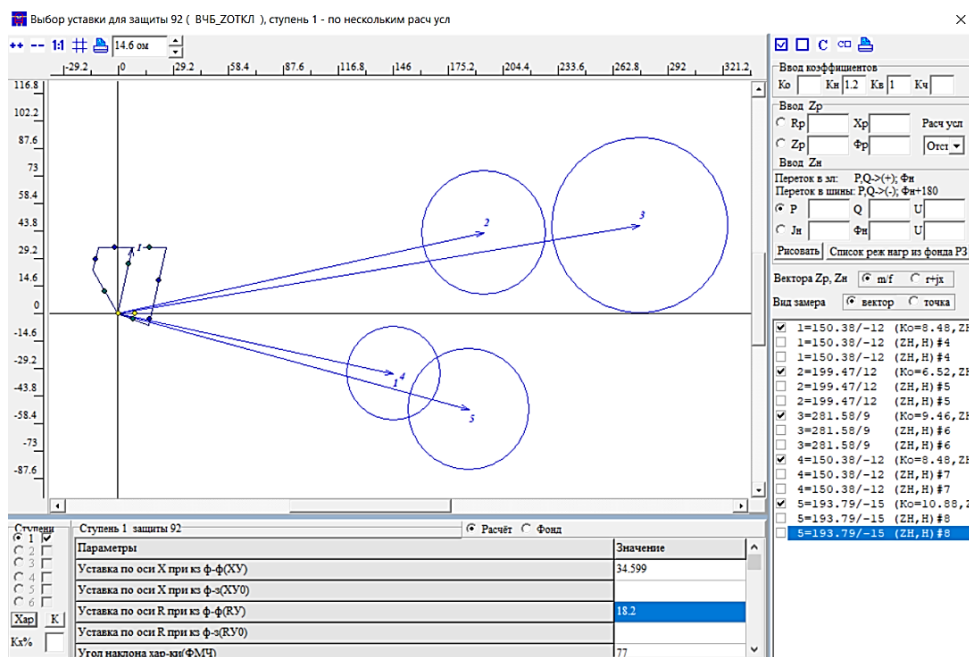


Рисунок 8 – Характеристика отстройки от нагрузочного режима со сто-
роны ПС 220 кВ Тутаул

5.2 Расчет мгновенной токовой отсечки

Токовая отсечка является мгновенно действующей токовой защитой, селективность действия которой по отношению к другим защитах смежных участков достигается путем выбора тока срабатывания, который больше максимального тока внешнего КЗ [11].

Устройства данной защиты контролируют величину силы тока на защищаемом участке. В случае увеличения силы тока выше определенного значения защита срабатывает на отключение этого участка [11].

Для того чтобы защита отвечала требованиям селективности, а значит, чтобы защита срабатывала только на своей линии и не работала на смежных, необходимо отстроить ее от трехфазного короткого замыкания [11].

В приложении Г представлены токи, необходимые для расчета уставок МТО.

Ток срабатывания отсечки определяем по следующим условиям:

1) отстройка от трехфазных КЗ в конце линии в максимальном режиме:

$$I_{КЗ}^{(3)} = I_{\max} \cdot k_{отс}, \quad (21)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, 1,3;

I_{\max} - максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазных КЗ на шинах ВН ПС противоположного конца защищаемой линии, 1012 А.

$$I_{КЗ}^{(3)} = I_{\max} \cdot k_{отс} = 1012 \cdot 1,3 = 1315,6 \text{ А.}$$

2) отстройка от максимального тока при КЗ за спиной на шинах собственной подстанции:

$$I_{K3}^{(1)} = I_{\max} \cdot k_{omc}, \quad (22)$$

где k_{omc} - коэффициент отстройки, 1,3;

I_{\max} - максимальный ток протекающий в месте установки защиты при однофазных КЗ на шинах ВН ПС противоположного конца защищаемой линии, 1023 А.

$$I_{K3}^{(1)} = I_{\max} \cdot k_{omc} = 1023 \cdot 1,3 = 1329,9 \text{ А.}$$

3) отстройка от максимального тока нагрузки линии:

$$I_{\max.нагр} = \frac{I_{нагр} \cdot k_c \cdot k_n}{k_в}, \quad (23)$$

где k_c - коэффициент самозапуска, 1;

k_n - коэффициент надежности, 1,2;

$k_в$ - коэффициент возврата, 0,9;

$I_{нагр}$ - ток нагрузки линии, 753 А (см. таблицу 25).

$$I_{\max.нагр} = \frac{I_{нагр} \cdot k_c \cdot k_n}{k_в} = \frac{753 \cdot 1 \cdot 1,2}{0,9} = 1004 \text{ А.}$$

4) отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{бр.нам} = \sum I_{ном.тр} \cdot k_{бр}, \quad (24)$$

где $\sum I_{ном.тр}$ - сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые одновременно включаются под напряжение по защищаемой линии;

$k_{бр}$ - коэффициент броска тока намагничивания, 5.

Найдем номинальный ток трансформатора марки ТДТН – 25000/220 по выражению:

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (25)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, 25000 кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение обмотки ВН, 220 кВ.

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65,6 \text{ A.}$$

Находим уставку по формуле (4):

$$I_{бр.нам} = (65,6 + 65,6 + 65,6) \cdot 5 = 984 \text{ A.}$$

5) Отстройка от тока качаний $I_{кач} = 1001 \text{ A}$ (при $\varphi = 135^\circ$).

При проверке уставок по чувствительности необходимо соблюдать условие:

$$k_{\chi} \geq 1,2,$$

где k_{χ} - коэффициент чувствительности.

Обеспечение чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ - минимальный ток, протекающий в месте установки защиты при трехфазном КЗ в начале защищаемой линии, 1202 А.

При отстройке токовой отсечки от расчетных условий не обеспечивается чувствительность при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети. Соответственно, токовая отсечка будет неэффективна при работе в режиме «постоянно введена» или «введена автоматически при включении выключателя».

Выберем уставку срабатывания ТО исходя из условий обеспечения чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети.

Примем уставку срабатывания 800 А. Проверим ее чувствительность в минимальном режиме по формуле (26):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1202}{800} = 1,5.$$

Режим работы токовой отсечки - вводится оперативно на время опробования линии напряжением. При работе ТО в таком режиме отстройка ее от:

- от трехфазных КЗ в конце линии в максимальном режиме;
- от максимального тока при однофазных КЗ за спиной на шинах собственной подстанции;
- от максимального тока нагрузки линии;
- от броска тока намагничивания;
- от тока качаний;

не требуется, так как она будет вводиться на время опробования ЛЭП напряжением и до включения ее в транзит выводиться.

5.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности действует при превышении значения тока нулевой последовательности. Применяется для защиты ЛЭП при коротких замыканиях на землю, общее число таких замыканий составляет около 85% от всех КЗ происходящих в сетях. Так как токовые реле ТЗНП включены в нулевой провод полной звезды трансформатора тока или на ТТ в заземленной нейтрали силового трансформатора, в нормальном симметричном режиме будут протекать только токи небаланса. Поэтому токи срабатывания ТЗНП не следует отстраивать от токов перегрузки, следовательно, такая защита будет обладать высокой чувствительностью к удаленным точкам короткого замыкания на землю [18].

ТЗНП является защитой с относительной селективностью и выполняется многоступенчатой, то есть имеет 4 ступени защиты. Расчет ступеней ТЗНП заключается в определении токов срабатывания защит, выдержек времени и чувствительности каждой ступени защиты [12].

Ток срабатывания первой ступени ТЗНП выбирается по условию отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю на шинах 220 кВ ПС Дипкун с коэффициентом отстройки равным 1,3. Уставка по времени первой ступени ТЗНП задается самой минимальной, то есть без выдержки времени $t_1 = 0$ с [12].

Уставка второй ступени ТЗНП определяется по условию согласования с первой ступенью ТЗНП предыдущей линии 220 кВ Тында – Дипкун. Выдержка времени выбирается по выражению:

$$t_2 = t_1 + t_{\text{УРОВ}} + \Delta t, \quad (27)$$

где $t_{\text{УРОВ}}$ - время срабатывания выключателя, с;

t_1 - выдержка времени первой ступени, с;

Δt - степень селективности, принимается равной 0,5 с.

При проверке второй ступени по чувствительности необходимо, чтобы соблюдалось условие $k_q \geq 1,25$.

Уставка третьей ступени ТЗНП определяется по условию согласования с третьей ступенью защиты предыдущей линии 220 кВ Тында – Дипкун. Выдержка времени выбирается по выражению [12]:

$$t_3 = t_2 + \Delta t, \quad (28)$$

где t_2 - выдержка времени второй ступени, с.

При проверке третьей ступени по чувствительности необходимо, чтобы соблюдалось условие $k_q \geq 1,3$.

Уставка четвертой ступени ТЗНП определяется по условиям согласования с четвертой ступенью защиты предыдущей линии 220 кВ Тында – Дипкун и отстройки от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при внешних замыканиях между фазами. Выдержка времени выбирается по выражению [12]:

$$t_4 = t_3 + \Delta t. \quad (29)$$

где t_3 - выдержка времени третьей ступени, с.

При проверке третьей ступени по чувствительности необходимо, чтобы соблюдалось условие:

- в зоне ближнего резервирования $k_q \geq 1,5$;
- в зоне дальнего резервирования $k_q \geq 1,2$.

Задание на расчет токовой защиты нулевой последовательности ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул и полученные уставки представлены в приложении Д.

Уставки ТЗНП представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Уставки ТЗНП

Наименование ПС	Степень защиты	Выбранная уставка		Коэффициент чувствительности
		Ток срабатывания, А	Выдержка времени, с	
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тутаул	1	1093	0	Не нормируется
	2	458	0,8	1,57
	3	382	1,3	1,88
	4	76	1,8	в зоне ближнего резервирования – 1,96 в зоне дальнего резервирования – 9,47

Исходя из результатов расчета, можно сделать вывод, что токовая защита нулевой последовательности ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул соответствует требованиям селективности.

5.4 Расчет уставок ВЧБ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул

5.4.1 Выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_2 , действующего на блокировку

Для обоих полукомплектов уставки предварительно, до определения коэффициента чувствительности, выбираются одинаковыми, так как в формулы для расчета входит один и тот же ток ($I_{нагр}$ или $I_{раб.макс}$) [10].

Уставка токового органа с пуском по приращению DI_2 выбирается исходя из отстройки от тока небаланса, определяемого погрешностями трансформатора тока, частотными небалансами фильтров обратной последовательности и погрешностями их настройки, а также небалансами нагрузочного режима сети. DI используется при настройке терминалов [10].

В приложении Е представлен расчет токов и напряжений, необходимых для расчета уставок ВЧБ.

Уставка DI_2 рассчитывается по следующим условиям:

1) по чувствительности при КЗ в конце зоны срабатывания ВЧБ [10]:

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (30)$$

где $I_{2\text{кз.мин}}$ – минимальное приращение тока обратной последовательности при междуфазных КЗ (при однофазных КЗ для ступеней ДЗ от КЗ на землю) в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме, 339 А;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5;

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{339}{1,5} = 226 \text{ А},$$

$$DI_{2\text{чув}} \leq 226 \text{ А}.$$

2) по отстройке от тока небаланса, возникающего в максимальном нагрузочном режиме при отклонении частоты сети от номинальной, а также от тока небаланса в асинхронном режиме, если он возможен на защищаемой ЛЭП [10]:

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{2\text{нб.расч}}, \quad (31)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{2\text{нб.расч}}$ – расчетный ток небаланса обратной последовательности.

Ток небаланса обратной последовательности, обусловленный различием погрешностей ТТ разных фаз (принимается, что один ТТ имеет максимальную погрешность, а два других ТТ – не имеют), определяется по выражению [10]:

$$I_{2нб.расч} = \frac{\varepsilon}{3} \cdot I_{макс}, \quad (32)$$

где $I_{макс}$ – ток в максимальном нагрузочном режиме или асинхронном режиме;

ε – полная погрешность ТТ, 0,1.

Максимальное расчетное значение тока небаланса обратной последовательности принимается равным:

$$I_{2нб.расч.макс} = 0,03 \cdot I_{макс}, \quad (33)$$

$$I_{2нб.расч.макс} = 0,03 \cdot I_{макс} = 0,03 \cdot 600 = 18 \text{ A.}$$

Подставим полученное значение в формулу (31):

$$DI_{2чув} \leq \frac{1,2}{0,9} \cdot 18,$$

$$DI_{2чув} \leq 24 \text{ A.}$$

5.4.2 Выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_1 , действующего на блокировку

Уставка DI_1 рассчитывается по следующим условиям [10]:

1) по чувствительности при трехфазном КЗ в конце зоны срабатывания ВЧБ:

$$DI_{1\text{чув}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_q}, \quad (34)$$

где $I_{1\text{кз.мин}}$ – минимальное приращение тока прямой последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

k_q – коэффициент чувствительности, принимается равным 2;

$$DI_{1\text{чув}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_q} = \frac{381}{2} = 190 \text{ A};$$

$$DI_{1\text{чув}} \leq 190 \text{ A}.$$

2) по отстройке от приращения тока прямой последовательности в асинхронном режиме за интервал времени сравнения его значений [10]:

$$DI_{1\text{чув}} \leq k_n \cdot \Delta I_{1\text{кач}}, \quad (35)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$\Delta I_{1\text{кач}}$ – приращение тока прямой последовательности в асинхронном режиме.

Данное расчетное условие применимо для случая, когда чувствительный пусковой орган по приращению тока прямой последовательности обеспечивает ввод в работу быстродействующих ступеней ДЗ, выдержка времени которых не отстроена от цикла асинхронного режима [10].

Максимальное приращение тока прямой последовательности в асинхронном режиме $\Delta I_{1\text{кач}}$ определяется:

$$\Delta I_{1\text{кач}} = \pi \cdot \Delta f \cdot I_{\text{кач.макс}} \cdot \Delta t, \quad (36)$$

где Δf – частота качаний, принимается равной 0,2;

$I_{\text{кач.макс}}$ – значение тока качаний в момент времени, когда угол между векторами ЭДС $\delta=180^\circ$, 1082 А;

Δt – интервал сравнения значений тока качаний, принимается равным периоду промышленной частоты (0,02 с).

$$\Delta I_{\text{1кач}} = \pi \cdot \Delta f \cdot I_{\text{кач.макс}} \cdot \Delta t = 3,14 \cdot 0,02 \cdot 1082 \cdot 0,02 = 1,359 \text{ А.}$$

Подставим полученное значение в формулу (35):

$$DI_{\text{1чув}} \leq 1,2 \cdot 1,359,$$

$$DI_{\text{1чув}} \leq 1,63 \text{ А.}$$

5.4.3 Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{2зр}$

Уставка $DI_{2зр}$ рассчитывается по условию обеспечения чувствительности [10]:

- при междуфазных КЗ в конце защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций для ЛЭП при наличии ответвлений;

- при однофазном КЗ на землю в конце зоны 1 ступени ДЗ от КЗ на землю:

$$DI_{2зр} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (37)$$

где $I_{2\text{кз.мин}}$ – минимальное приращение тока обратной последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5.

$$DI_{2зр} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_{\text{ч}}} = \frac{339}{1,5} = 226 \text{ A};$$

$$DI_{2зр} \leq 226 \text{ A}.$$

5.4.4 Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{1зр}$

Уставка $DI_{1зр}$ рассчитывается по следующим условиям [10]:

1) по чувствительности при трехфазном КЗ в конце защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций для ЛЭП при наличии ответвлений:

$$DI_{1зр} \leq \frac{I_{1кз.мин}}{k_{\text{ч}}}, \quad (38)$$

где $I_{1кз.мин}$ – минимальный ток прямой последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5.

$$DI_{1зр} \leq \frac{I_{1кз.мин}}{k_{\text{ч}}} = \frac{381}{1,5} = 254 \text{ A}.$$

$$DI_{1зр} \leq 254 \text{ A}.$$

5.4.5 Выбор уставки токового органа с пуском по току нулевой последовательности I_0 , действующего на блокировку

Уставка токового органа с пуском по току нулевой последовательности $I_{0\text{бл.уст}}$ выбирается исходя из отстройки от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме [10]:

$$I_{0\text{бл.уст}} = \frac{k_n}{k_g} \cdot (I_{0\text{нб.нагр}} + 3I_{0\text{н.р}}), \quad (39)$$

где $I_{0\text{нб.нагр}}$ - ток небаланса в нулевом проводе трансформатора тока в максимальном нагрузочном режиме;

$3I_{0\text{н.р}}$ - ток нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме, обусловленный несимметрией сети;

k_n - коэффициент надежности принимается равным 1,2;

k_g - коэффициент возврата реле принимается равным 0,9.

Ток $I_{0\text{нб.нагр}}$ грубо приближенно может быть определен по выражению:

$$I_{0\text{нб.нагр}} \approx (0,03 \div 0,05) \cdot I_{\text{нагр.макс}}, \quad (40)$$

где $I_{\text{нагр.макс}}$ - максимальный ток нагрузки линии.

Определяем уставку по формуле (39):

$$I_{0\text{бл.уст}} = \frac{k_n}{k_g} \cdot (I_{0\text{нб.нагр}} + 3I_{0\text{н.р}}) = \frac{1,2}{0,9} \cdot (0,05 \cdot 600 + 0,05 \cdot 600) = 80 \text{ A.}$$

5.4.6 Выбор уставки токового органа с пуском по току нулевой последовательности I_0 , действующего на отключение

Уставка токового органа с пуском по току нулевой последовательности $I_{0\text{откл.уст}}$ выбирается исходя из отстройки от $I_{0\text{бл.уст}}$ того конца линии, с которым согласовывается данный комплект [10]:

$$I_{0\text{откл.уст}} = 2 \cdot I_{0\text{бл.уст}}, \quad (41)$$

$$I_{0\text{откл.уст}} = 2 \cdot I_{0\text{бл.уст}} = 2 \cdot 80 = 160 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности рассчитывается для каждого полуконспекта, по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{кз min}}}{I_{0\text{откл.уст}}}, \quad (42)$$

где $I_{2\text{кз min}}$ - минимальное значение утроенного тока нулевой последовательности при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии, А;

$I_{2\text{от.уст}}$ - уставка отключающего токового органа с пуском по I_0 .

Определяем коэффициент чувствительности со стороны ПС 220 кВ Тутаул при КЗ на ПС 220 кВ Дипкун:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{кз min}}}{I_{0\text{откл.уст}}} = \frac{603}{160} = 3,77.$$

Определяем коэффициент чувствительности со стороны ПС 220 кВ Дипкун при КЗ на ПС 220 кВ Тутаул:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{кз min}}}{I_{0\text{откл.уст}}} = \frac{724}{160} = 4,53.$$

Как видно расчетов, коэффициент чувствительности с обеих сторон удовлетворяет условиям.

5.4.7 Выбор уставки токового органа с пуском по напряжению нулевой последовательности U_0

Первичное напряжение срабатывания реле, включенного на напряжение нулевой последовательности, должно выбираться по условию отстройки от напряжения на реле при междуфазном коротком замыкании в месте установки защиты. Практически первичное напряжение срабатывания реле выбирается по

условию отстройки от напряжения на реле в нормальном нагрузочном режиме [10]:

$$U_{0c.p.n} = \frac{k_n}{k_g} \cdot (U_{0нб} + 3U_{0н.p}), \quad (43)$$

где $U_{0нб}$ - напряжение небаланса (первичное) на реле в рассматриваемом режиме;

$U_{0н.p}$ - напряжение нулевой последовательности в нагрузочном режиме, обусловленное несимметрией сети;

k_n - коэффициент надежности принимается равным 1,2;

k_g - коэффициент возврата реле принимается равным 0,9.

В соответствии с разд. Г, п. 3, второй главы (Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 10. Высокочастотная блокировка дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит линий 110-220 кВ) значение напряжения срабатывания реле напряжения, включенного на напряжение нулевой последовательности, принимаются равным [10]:

$$U_{0c.p.n} = 4 В.$$

При этом предполагается, что напряжение нулевой последовательности в нагрузочном режиме, обусловленное несимметрией сети, равно $U_{0н.p} = 0$.

Переведем значение напряжения срабатывания реле напряжения в первичную величину:

$$U_{0c.p.n} = 2200 \cdot 4 = 8,8 кВ.$$

Значение коэффициента чувствительности реле напряжения нулевой последовательности определяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3U_{0\text{кз min}}}{U_{0\text{с.р.н}}}, \quad (44)$$

где $U_{0\text{кз min}}$ - напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты при замыкании на землю расчетного вида в расчетном режиме работы;

$U_{0\text{с.р.н}}$ - первичное напряжение срабатывания реле.

Определяем коэффициент чувствительности со стороны ПС 220 кВ Тутаул при КЗ на ПС 220 кВ Дипкун:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3U_{0\text{кз min}}}{U_{0\text{с.р.н}}} = \frac{90,68}{8,8} = 10,3.$$

Определяем коэффициент чувствительности со стороны ПС 220 кВ Дипкун при КЗ на ПС 220 кВ Тутаул:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3U_{0\text{кз min}}}{U_{0\text{с.р.н}}} = \frac{88,75}{8,8} = 10,1.$$

Как видно из расчетов, коэффициент чувствительности с обеих сторон удовлетворяет условиям.

5.4.8 Расчет уставки реле сопротивления $Z_{\text{откл}}$

Выбираем $Z_{\text{откл}}$ из принципа отстройки от нагрузочных режимов и обеспечения чувствительности при КЗ в конце линии с коэффициентом чувствительности 1,5. В приложении Е представлен расчет $Z_{\text{откл}}$ [10].

5.5 Выбор параметров настройки блокировки при качаниях по приращению токов прямой и обратной последовательности

Устройства БК с пусковыми органами по току обратной нулевой последовательности имеют следующие недостатки функционирования [20]:

- отказ блокировки при трехфазных КЗ в случае недостаточной длительности кратковременной несимметрии токов;
- необходимость загробления пусковых органов блокировки при наличии значительной длительной несимметрии токов в нагрузочном режиме (тяговая нагрузка).

Для устранения указанных недостатков в ДЗ применяются пусковые органы БК, реагирующие на приращение векторов токов за малый интервал времени (как правило, за период промышленной частоты) [20]:

- прямой последовательности DI_1 для исключения отказов ДЗ при трехфазных КЗ;
- обратной последовательности DI_2 для обеспечения работы ДЗ при несимметричных КЗ.

В БК данного типа используются чувствительные и грубые пусковые органы, обеспечивающие ввод в работу быстродействующих и/или медленнодействующих ступеней ДЗ на время, определяемое соответствующими таймерами логической схемы БК конкретного устройства РЗ [20].

Расчету и выбору подлежат следующие параметры настройки:

$DI_{2чув}$ – уставка чувствительного пускового органа по приращению тока обратной последовательности;

$DI_{2гр}$ – уставка грубого пускового органа по приращению тока обратной последовательности;

$DI_{1чув}$ – уставка чувствительного пускового органа по приращению тока прямой последовательности;

$DI_{1гр}$ – уставка грубого пускового органа по приращению тока прямой последовательности. DI используется при настройке терминалов.

Пусковые органы БК по приращению токов должны быть отстроены от возможного небаланса в максимальных нагрузочных режимах и от приращений тока, не связанных с короткими замыканиями (асинхронные режимы, коммутации нагрузки в сети и т.д.) [20]. ДІ используется при настройке терминалов [10].

В приложении Ж представлен расчет токов, необходимых для выбора параметров настройки блокировки при качаниях по приращению токов прямой и обратной последовательности.

5.5.1 Расчет уставки чувствительного пускового органа $DI_{2чув}$

Уставка $DI_{2чув}$ рассчитывается по следующим условиям:

1) по чувствительности при КЗ в конце зоны самой чувствительной ступени ДЗ, действие которой разрешается от данного пускового органа БК [18]:

$$DI_{2чув} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_q}, \quad (45)$$

где $I_{2кз.мин}$ – минимальный ток обратной последовательности при междуфазных КЗ (при однофазных КЗ для ступеней ДЗ от КЗ на землю) в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

k_q – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5.

$$DI_{2чув} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_q} = \frac{339}{1,5} = 226 A;$$

$$DI_{2чув} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_q} = 226 A.$$

2) по отстройке от тока небаланса, возникающего в максимальном нагрузочном режиме при отклонении частоты сети от номинальной, а также от тока небаланса в асинхронном режиме, если он возможен на защищаемой ЛЭП [18]:

$$DI_{2чув} \leq \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{2нб.расч}, \quad (46)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_g – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{2нб.расч}$ – расчетный ток небаланса обратной последовательности.

Ток небаланса обратной последовательности, обусловленный различием погрешностей ТТ разных фаз (принимается, что один ТТ имеет максимальную погрешность, а два других ТТ – не имеют), определяется по выражению:

$$I_{2нб.расч} = \frac{\varepsilon}{3} \cdot I_{макс}, \quad (47)$$

где $I_{макс}$ – ток в максимальном нагрузочном режиме или асинхронном режиме;

ε – полная погрешность ТТ, 0,1.

Максимальное расчетное значение тока небаланса обратной последовательности принимается равным:

$$I_{2нб.расч.макс} = 0,03 \cdot I_{макс}, \quad (48)$$

$$I_{2нб.расч.макс} = 0,03 \cdot I_{макс} = 0,03 \cdot 600 = 18 \text{ A.}$$

Подставим полученное значение в формулу (46):

$$DI_{2чув} \leq \frac{1,2}{0,9} \cdot 18,$$

$$DI_{2чув} \leq 24 A.$$

5.5.2 Расчет уставки чувствительного пускового органа $DI_{1чув}$

Уставка $DI_{1чув}$ рассчитывается по следующим условиям:

1) по чувствительности при трехфазном КЗ в конце зоны самой чувствительной ступени ДЗ, действие которой разрешается от данного пускового органа БК [18]:

$$DI_{1чув} \leq \frac{I_{1кз.мин}}{k_q}, \quad (49)$$

где $I_{1кз.мин}$ – минимальный ток прямой последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

k_q – коэффициент чувствительности, принимается равным 2;

$$DI_{1чув} \leq \frac{I_{1кз.мин}}{k_q} = \frac{381}{2} = 190 A;$$

$$DI_{1чув} \leq 190 A;$$

2) по отстройке от приращения тока прямой последовательности в асинхронном режиме за интервал времени сравнения его значений [18]:

$$DI_{1чув} \leq k_n \cdot \Delta I_{1кач}, \quad (50)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$\Delta I_{1кач}$ – приращение тока прямой последовательности в асинхронном режиме.

Данное расчетное условие применимо для случая, когда чувствительный пусковой орган по приращению тока прямой последовательности обеспечивает ввод в работу быстродействующих ступеней ДЗ, выдержка времени которых не отстроена от цикла асинхронного режима [18].

Максимальное приращение тока прямой последовательности в асинхронном режиме $\Delta I_{1\text{кач}}$ определяется:

$$\Delta I_{1\text{кач}} = \pi \cdot \Delta f \cdot I_{\text{кач.макс}} \cdot \Delta t, \quad (51)$$

где Δf – частота качаний, принимается равной 0,2;

$I_{\text{кач.макс}}$ – значение тока качаний в момент времени, когда угол между векторами ЭДС $\delta=180^\circ$, 1082 А;

Δt – интервал сравнения значений тока качаний, принимается равным периоду промышленной частоты (0,02 с) в БК для устройств РЗ производства НПП «ЭКРА».

$$\Delta I_{1\text{кач}} = \pi \cdot \Delta f \cdot I_{\text{кач.макс}} \cdot \Delta t = 3,14 \cdot 0,02 \cdot 1082 \cdot 0,02 = 1,359 \text{ А.}$$

Подставим полученное значение в формулу (50):

$$DI_{1\text{чув}} \leq 1,2 \cdot 1,359,$$

$$DI_{1\text{чув}} \leq 1,63 \text{ А.}$$

5.5.3 Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{2\text{гр}}$

Уставка $DI_{2\text{гр}}$ рассчитывается по условию обеспечения чувствительности [18]:

- при междуфазных КЗ в конце защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций для ЛЭП при наличии ответвлений;

- при однофазном КЗ на землю в конце зоны 1 ступени ДЗ от КЗ на землю:

$$DI_{2zp} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_{\chi}}, \quad (52)$$

где $I_{2кз.мин}$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

k_{χ} – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5.

$$DI_{2zp} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_{\chi}} = \frac{339}{1,5} = 226 A;$$

$$DI_{2zp} \leq 226 A.$$

5.5.4 Расчет уставки грубого пускового органа DI_{1zp}

Уставка DI_{1zp} рассчитывается по следующим условиям [18]:

1) по чувствительности при трехфазном КЗ в конце защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций для ЛЭП при наличии ответвлений:

$$DI_{1zp} \leq \frac{I_{1кз.мин}}{k_{\chi}}, \quad (53)$$

где $I_{1кз.мин}$ – минимальный ток прямой последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

k_{χ} – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5.

$$DI_{1zp} \leq \frac{I_{1кз.мин}}{k_{ч}} = \frac{381}{1,5} = 254 \text{ A};$$

$$DI_{1zp} \leq 254.$$

В приложении И представлен бланк уставок для шкафа основной высоко-частотной защиты линии с комплектом ступенчатых защит ШЭ2607 085.

5.6 Автоматика управления выключателем

Основными функциями автоматики управления выключателем (АУВ) являются формирование команд на включение и на отключение выключателя. Для этих целей в структурной схеме терминала предусмотрены узлы включения и отключения [19].

Сигнал на выходе узла отключения формируется при подаче на входы по логической схеме ИЛИ сигналов [19]:

- с выхода схемы ЗНФ (для выключателей с пофазными электромагнитами управления);
- команды на отключение выключателя (КСТ);
- с выходного блока схемы логики защит (ДЗ, ТНЗНП, ТО);
- от УРОВ при действии на «себя».

Выход узла отключения действует на выходные реле К4 и К13 и удерживается в сработанном состоянии сигналом от датчиков тока электромагнитов отключения в течение всего времени пока электромагнит обтекается током. Через контакт реле К4 выдаётся команда на отключение выключателя через первую группу электромагнитов отключения (ЭМО1), а через контакт реле К13 - через вторую группу электромагнитов отключения (ЭМО2) [16].

Сигнал на выходе узла включения формируется при подаче на входы по логической схеме ИЛИ сигналов [19]:

- с выхода схемы АПВ;
- от схемы включения выключателя с контролем синхронизма.

Узел включения удерживается в сработавшем состоянии сигналом от датчика тока электромагнита включения в течение всего времени, пока электромагнит обтекает током. В состав узла включения входит также блокировка от многократных включений выключателя (блокировка от «прыгания») при одновременном поступлении команд на включение и отключение. В этом случае обеспечивается однократное отключение выключателя после неуспешной попытки включения [19].

Схема АУВ обеспечивает возможность выполнения двукратного АПВ выключателя. Основными входными сигналами для узла АПВ являются сигналы разрешения подготовки и пуска. Сигнал разрешения подготовки формируется от реле положения «Включено» выключателя КQC1 и КQC2, объединённых по схеме «ИЛИ», а сигнал пуска - цепью несоответствия по факту отключения выключателя от защит. Условия появления сигнала разрешения АПВ от реле контроля напряжений определяются заданным режимом пуска АПВ [19].

АПВ может выполняться с контролем наличия напряжения, с контролем синхронизма, либо с выбором режима: АПВ шин, АПВ линии, АПВ без контроля напряжений («слепое» АПВ) [19].

При выборе режима «слепое» АПВ даётся разрешение на АПВ без контроля напряжений или синхронизма, АПВ шин - контролируется отсутствие напряжения на шинах и наличие напряжения на линии, АПВ линии контролируется отсутствие напряжения на линии и наличие напряжения на шинах [19].

Для режима АПВ с контролем наличия напряжения или синхронизма в зависимости от состояния программной накладки ХВ2 возможна установка режима АПВ с контролем только наличия напряжений на шинах и на линии, либо с контролем наличия этих напряжений и их синхронизма [19].

При контроле синхронизма одновременно с наличием напряжения на шинах и на линии контролируются разности модулей векторов напряжений на шинах и на линии, углов между векторами этих напряжений и частот напряжений.

Подачей сигналов на дискретные входы можно запретить выполнение АПВ1 и АПВ2 [19].

Логика включения выключателя от ключа управления с контролем синхронизма разрешает прохождение команды «Включить» (КСС) на вход узла включения только при выполнении условий пуска АПВ в соответствии с заданным режимом и вводится в работу оперативным переключателем, подключённым к дискретному входу терминала «Выбор режима включения выключателя» [19].

Для выключателей с пофазными электромагнитами управления предусмотрены защита от не переключения фаз и защита от неполнофазного режима работы. Через дискретный вход терминала схема ЗНФ принимает сигнал от внешней сборки блок-контактов выключателя и с выдержкой времени действует в узлы отключения выключателя и контроля исправности электромагнитов управления. Через выдержку времени после действия на отключение ЗНФ через выходное реле терминала К7 и промежуточное реле К1 обеспечивает действие на обесточивание контакторов электромагнитов отключения, которое блокируется на время наличия команды «Отключить» (КСТ), принимаемый через дискретный вход [19].

Схема ЗНФР при действия ЗНФ на отключение и срабатывании реле максимального тока ЗІО с выдержкой времени действует в цепь пуска УРОВ, а также на пуск ВЧТО №1. В качестве реле максимального тока ЗІО для ЗНФР используется реле тока IV ступени ТНЗНП [19].

Защита электромагнитов управления выключателя принимает сигналы от датчиков тока через ЭМО1, ЭМВ и ЭМО2 через дискретные входы. При длительном протекании тока по цепи ЭМО1 или ЭМВ через заданное время, регулируемое в диапазоне от 1 до 2 с, защита действует через выходное реле терминала К15 на дистанционный расцепитель защитного автомата питания цепей ЭМО1 и ЭМВ [19].

Аналогично при длительном протекании тока по цепи ЭМО2 защита с выдержкой времени через выходное реле терминала К3 действует на автомат питания цепи ЭМО2 [19].

С использованием программной накладки ХВ5 можно выбрать режим обесточивания электромагнитов включения и отключения через выдержку времени после приёма сигнала с дискретного входа «Блокировка включения и отключения» [19].

При одновременном отсутствии сигналов КQT, КQC и с выхода схемы ЗНФ на выходе узла контроля исправности электромагнитов управления появляется сигнал, который с задержкой 12 с действует на светодиодный индикатор «Неисправность цепей управления» терминала [19].

Узел фиксации положения выключателя запоминает положение выключателя при управлении им от оперативного ключа управления или от телемеханики и выдаёт информацию о состоянии выключателя в цепь несоответствия [19].

Логическая схема УРОВ принимает сигналы от реле тока УРОВ, внешних пусков от защит и ДЗШ и через узел логики УРОВ с выдержкой времени через элемент действует на запрет пуска ВЧ передатчика через выходное реле терминала К9, отключение системы шин с запретом АПВ через выходное реле терминала К8 и пуск сигнала ВЧТО №1 - К16 [19].

Пуск УРОВ выполняется также от защит терминала, а для выключателей с пофазными электромагнитами управления и от схемы ЗНФР [19].

При выполнении УРОВ по принципу «с дублированным пуском» в узел логики УРОВ подаётся сигнал КQC. При выполнении УРОВ по принципу «с автоматической проверкой исправности выключателя» действие указанного сигнала выводится программной накладкой ХВ1 [19].

С помощью программной накладки ХВ3 можно вывести из работы действие УРОВ на отключение резервируемого выключателя [19].

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В выпускной квалификационной части, то есть в данной части рассмотрим три раздела:

- 1) безопасность;
- 2) экологичность;
- 3) чрезвычайные ситуации.

Анализируя, аварии и травматизм на производстве можно сделать вывод, что нарушение правил техники безопасности и правил устройств электроустановок создает опасность для жизни и здоровья производственного персонала. Чаще всего они возникают при ведении ремонтно-монтажных работ. Для уменьшения или же предотвращения травматизма и аварий проводят постоянное обновление технических знаний персонала, которые связаны с безопасной эксплуатацией оборудования [2].

На сегодняшний день вопросам охраны окружающей среды, в частности, от воздействия вредных последствий производственной деятельности, уделяется огромное внимание.

Необходимость руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, а также законодательством по охране окружающей среды, возникает при строительстве того или иного объекта [2].

Требования существующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей электромагнитной совместимости обязаны удовлетворять электроустановки [2].

6.1 Безопасность

6.1.1 Выбор трасс воздушных линий электропередачи

Трасса воздушной линии выбирается согласно стандарту (СТО 56947007-29.240.037-2010 «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании»), то есть по кратчайшему пути, если это возможно,

учитывая условия отчуждения земли, вырубки просек в насаждениях, комплексного использования охранной зоны, приближения к дорогам и имеющимся воздушными линиям [6].

При осуществлении выбора трасс ВЛ учитывается обход:

- 1) населенных пунктов;
- 2) многолетних плодовых насаждений и виноградников;
- 3) залегания полезных ископаемых;
- 4) промышленных предприятий;
- 5) массивов орошаемых, осушенных и других мелиорированных земель;
- 6) мест с широкими поймами рек, болотами, подвижными песками, косогорными участками, просадочными грунтами, с большими отложениями гололеда, а также районы с повышенным загрязнением атмосферы и интенсивной «пляской» проводов;

7) участков с высоким естественным плодородием почв и других, приравненных к ним земельных угодий;

8) мест с лавинами, карстами, оползнями, осыпями, камнепадами, зон тектонических разломов и мест с подземными выработками;

9) зон санитарной охраны курортов, заповедников, памятников истории и культуры.

Размещать воздушные линии напряжением 110 кВ и выше следует за пределами селитебной территории. Что касается территорий промышленных районов и производственных районов сельскохозяйственных предприятий, размещение ВЛ 110 кВ и выше в этих районах не допускается [6].

Рассмотрим трассу на просадочных грунтах. Район, в котором существует действующий или перспективный мелиоративный канал желательно прокладывать по наиболее высоким отметкам в обход территории отсыпки грунтов, вынутых из канала.

Место установки опоры следует производить с учетом рельефа, грунтовых условий, условий строительства, а также монтажа и эксплуатации.

Если участок трассы воздушной линии электропередачи, проходит по землям, имеющим сельскохозяйственные культуры, тогда решением может послужить применение двухцепных и многоцепных свободностоящих опор, так как на больших переходах в населенной местности и в местах стесненных подходов к подстанциям уменьшается изъятие земель [6].

Установку опор на площадках с минимальной площадью водосбора, то есть с выполнением комплекса противопросадочных мероприятий и минимальным нарушением растительного покрова рекомендуют предусматривать на присадных грунтах, при проектировании воздушной линии электропередачи [6].

6.1.2 Меры безопасности при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики

Проведение работ по техническому обслуживанию релейной аппаратуры осуществляется только специально обученным персоналом, который имеет квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей [5].

Проведение манипуляций, связанных со сборкой или изменением схем для проверки и испытания реле, а также изменение их уставок должны производиться строго при отключенном напряжении.

Если потребовалось выполнить замер электрических параметров устройств РЗА, которые находятся под напряжением необходимо:

- установить измерительный прибор на устойчивую основу;
- заземлить металлический корпус измерительного прибора;
- использовать специальные щупы или соединительные проводники, а также инструмент с изолирующими рукоятками.

Перед тем, как приступить к работе необходимо проверить надежность заземления металлоконструкции панели. На ней предусмотрен заземляющий болт, который должен использоваться только для присоединения заземляющего контура [5].

Если работа производится в цепях, где имеется напряжение, то необходимо использовать инструмент с изолированными рукоятками, измерительную линейку и метр, которые должны изготавливаться из непроводящих электрический ток материалов [5].

При работе с электродрелью на панелях релейной защиты и автоматики, необходимо чтобы она была надежно заземлена, а расположенные на панели, устройства РЗА должны быть оснащены надежной защитой от попадания в них и токоведущие части металлической стружки и опилок [5].

При необходимости проверки устройств РЗА, необходимо надежно заземлить проверочные устройства [5].

Для предотвращения поражения электрическим током обслуживающего персонала, съем отдельных частей панели, монтаж, переключение перемычек, которые установлены в комплектах и блоках панелей должны производиться при обесточенном состоянии панели [5].

К выполнению работ по наладке и проверке панелей допускаются только те лица, которые прошли проверку знаний по технике безопасности, инструктаж, имеют аттестацию на право выполнения работ, знают особенности электрической схемы и конструкции подлежащей проверке панели [5].

6.2 Экологичность

6.2.1 Влияние воздушных линий на окружающую среду

Несомненно, высоковольтные линии электропередачи негативно сказываются на окружающей среде. ВЛ приводят к возникновению высокой напряженности электромагнитного поля вокруг токоведущих проводов и для борьбы с этим явлением приходится отчуждать территории на трассах, где проходят ВЛ. Негативное влияние заключается в том, что приходится вырубать леса, охотничьи и кормовые угодья. Линии электропередачи приводят к нарушению экологического равновесия флоры и фауны, так как на вырубленных территориях происходит активное развитие сорняков и нарушение условий обитания животных [3].

Для того, чтобы следить за чистотой трасс, расположенных под воздушной линией, приходится:

- 1) проводить профилактическую расчистку трасс вырубая леса, но это приводит к их выводу из процесса регенерации кислорода;
- 2) обрабатывать почвы гербицидами, что приведет к большому загрязнению природы.

Что касается самих линий, то они влияют не только на человека, но и на животных. Мощная напряженность электрического поля приводит к накоплению зарядов и увеличению разности потенциалов между изолированными телами и землей. Наиболее подвержены этому явлению люди, у которых обувь с резиновой подошвой и копытные животные [3].

Акустический шум является ещё одной отрицательной стороной ВЛ, возникает он в линиях сверхвысокого напряжения и происходит он из-за интенсивной короны вокруг ведущих проводов [3].

Высоковольтные линии способны также вызывать электромагнитные помехи, которые препятствуют нормальной работе средств радиосвязи.

Основные негативные воздействия ВЛ [3]:

- 1) нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- 2) вырубка лесов;
- 3) гибель птиц;
- 4) загрязнение поверхности и грунтовых вод во время строительства;
- 5) влияние электромагнитных полей на живые организмы;
- 6) создание радио- и телепомех;
- 7) акустический шум;
- 8) изъятие земель в постоянное использование.

На стадии проектирования новых воздушных линий электропередачи необходимо предусматривать меры по предотвращению и уменьшению гибели

птиц. Для этого необходимо в районах прохождения ВЛ устанавливать противоптичьи заградители на траверсах и тросостойках опор в местах массового расселения птиц, а также на путях их миграции [3].

Чтобы улучшить экологическую обстановку вблизи ВЛ применяют стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины [3].

Если воздушная линия проходит по участкам с вечномерзлым грунтом, то при рубке просек не следует выполнять корчевание пней и кустарников, то есть нарушать дерновой слой. А в районах Крайнего Севера при проектировании должны предусматривать мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя, при прохождении по ним воздушных линий электропередачи [3].

6.2.2 Меры по обеспечению экологичности при производстве работ с трансформаторным маслом

При эксплуатации трансформаторов необходимо обеспечивать безопасные условия наблюдения за уровнем масла, газовым реле и условиями отбора проб масла. Исходя из требований безопасности, при осмотре работающих трансформаторов габарита IV и выше, а именно высоко расположенных частей (3 м и более), проводят со стационарных лестниц [6].

Вводить в работу переключающее устройство разрешается при температуре верхних слоев масла - 20°C и выше. При наличии контактора (РПН), расположенного вне бака трансформатора, можно вводить при температуре окружающей среды - 45°C и выше [6].

Трансформаторы, имеющие естественно масляное и дутьевое охлаждение, допускается включать в работу с полной нагрузкой с застывшим маслом при температуре не ниже - 40°C. Если же температура ниже отметки - 40°C, тогда необходимо включить трансформатор на нагрузку не более 50% номинальной при температуре до - 40°C, после чего нагрузку увеличить [6].

Осмотр трансформатора без отключения проводится [6]:

- в электроустановках с постоянным дежурным персоналом (1 раз в сутки);

- в установках без постоянного дежурного персонала (не реже 1 раза в месяц);

- на трансформаторных пунктах (не реже 1 раза в 6 месяцев).

Трансформатор должен быть выведен из работы при обнаружении:

- выброса масла из расширителя или разрыва диафрагм выхлопной трубы;

- течи масла с понижением его уровня ниже уровня масломерного стекла;

- сильного неравномерного шума и потрескивания внутри трансформатора;

- ненормального и постоянно возрастающего нагрева трансформатора при нормальных нагрузке и охлаждении.

6.2.3 Расчет маслоприемника трансформатора

Для того, чтобы при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов предотвратить растекание масла и распространение пожара должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Расчет будем вести для трансформатора ТДТН – 25000/220, который установлен на ПС 220 кВ Тутаул. Исходные данные возьмем из каталога [13]. Запишем их таблицу 28.

Таблица 28 – Данные для расчета маслоприемника

Тип трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
1	2	3	4	5
ТДТН – 25000/220	28150	8500	4820	6800

В зависимости от массы трансформаторного масла в единице маслонаполненного оборудования, маслоприемники бывают без отвода масла (до 20 т) и с отводом масла (свыше 20 т) [2].

Так как, в нашем случае, масса трансформаторного масла превышает 20 тонн, то маслоприемник выполняется с отводом масла.

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на $\Delta \geq 1,5$ м, если масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 т, а также при массе масла в 20 т и более необходимо предусмотреть маслосборник и маслоотвод [2].

Исходя из этого, для данного типа трансформатора примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м. Длину A_{mn} и ширину B_{mn} маслоприемника, исходя из выше сказанного, можно определить по формуле:

$$A_{mn} = A_m + 2 \cdot \Delta, \quad (54)$$

$$A_{mn} = A_m + 2 \cdot \Delta = 8,5 + 2 \cdot 1,5 = 11,5 \text{ м},$$

$$B_{mn} = B_m + 2 \cdot \Delta, \quad (55)$$

$$B_{mn} = B_m + 2 \cdot \Delta = 4,82 + 2 \cdot 1,5 = 7,82 \text{ м},$$

где A_m – длина трансформатор, м;

B_m – ширина трансформатора, м.

Площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = A_{mn} \cdot B_{mn}, \quad (56)$$

$$S_{mn} = A_{mn} \cdot B_{mn} = 11,5 \cdot 7,82 = 89,93 \text{ м}^2.$$

При наличии отвода масла объем маслоприемника должен вмещать весь объем масла, находящегося в трансформаторе [2]. Также необходимо принять

конструкцию маслоприемника, так как они могут выполняться заглубленными и незаглубленными.

Примем к установке заглубленный маслоприемник.

Если в маслоприемник помещается весь объем трансформаторного масла бортовые ограждения обустраивать не требуется [2].

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}}, \quad (57)$$

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}} = \frac{28150}{890} = 31,629 \text{ м}^3,$$

где $M_{тм}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{тм} = (880 - 890)$ кг/м³).

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна:

$$h_{мп} = h_{тм} + h_{в} + h_{зр}, \quad (58)$$

где $h_{тм}$ – глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла, м;

$h_{в}$ – глубина воздушного зазора между гравием на решетке и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

$h_{зр}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

Глубину маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла рассчитываем по формуле:

$$h_{тм} = \frac{V_{тм}}{S_{мп}}, \quad (59)$$

$$h_{mm} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} = \frac{31,629}{89,93} = 0,352 \text{ м.}$$

Подставляем полученные значения в выражение (58):

$$h_{mn} = h_{mm} + h_{\text{г}} + h_{\text{зр}} = 0,352 + 0,075 + 0,25 = 0,677 \text{ м.}$$

На рисунке 9 показаны габариты маслоприёмника. Дно маслоприёмника выполнено следуя нормативам под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода, через него осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник [2].

Маслосборники должны выполняться закрытыми и должны вмещать весь объем масла единичного оборудования (содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/(с·м²) в течение 30 минут и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [2].

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{БПТ}}), \quad (60)$$

где I – интенсивность пожаротушения, м³/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, с ($t = 30$ минут);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (61)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m) = 2 \cdot 6,8 \cdot (8,5 + 4,82) = 181,152 \text{ м}^2,$$

где H_m – высота трансформатора, м.

Подставляем полученные данные в формулу (60):

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{БПТ}}) = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} \cdot (89,93 + 181,152) = 78,072 \text{ м}^3.$$

Объем маслосборника найдем по формуле:

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{воды}} + V_{\text{тм}}, \quad (62)$$

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{воды}} + V_{\text{тм}} = 78,072 + 31,629 = 109,701 \text{ м}^3.$$

Главная цель маслоотводов – отвод масла и воды при тушении пожара. Для этих целей используются гидранты и другие стационарные устройства. Расстояние от маслоприемника до маслоотвода должно обеспечивать удаление всего объема воды и половины объема масла менее чем за 15 минут [2]. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

На силовых трансформаторах подразумевается тепловые сигнальные датчики, при аварийных ситуациях действующие на отключение.

Для предотвращения разгорания пожара и его распространения за пределы подстанции в помещении ОПУ предусматриваются средства пожаротушения: пожарный щит, топор, лопаты, ломик, ведра, ящик с песком и огнетушители. Эти средства имеются в ОПУ на подстанции в двух экземплярах [2].

Исходя из расчетов, получены габариты маслоприемника с отводом масла для трансформатора ТДТН – 25000/220, которые равны: $A \cdot B \cdot H =$

11,5*7,82*0,677 м. Габариты трансформатора и маслоприемника представлены на рисунке 9.

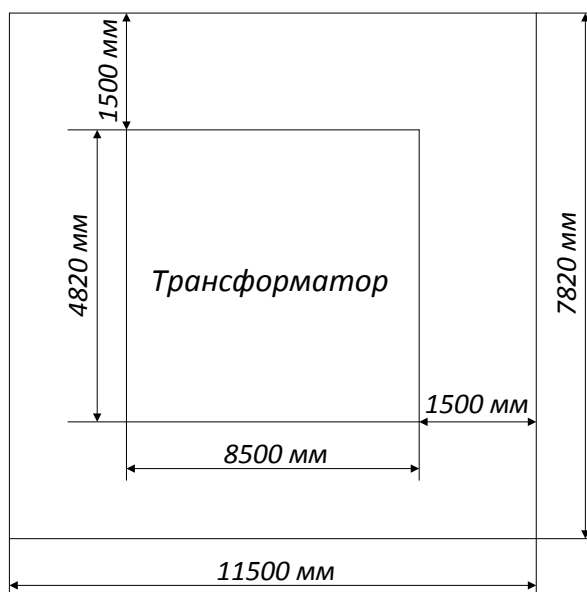


Рисунок 9 – Габариты трансформатора и маслоприемника

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке 10.

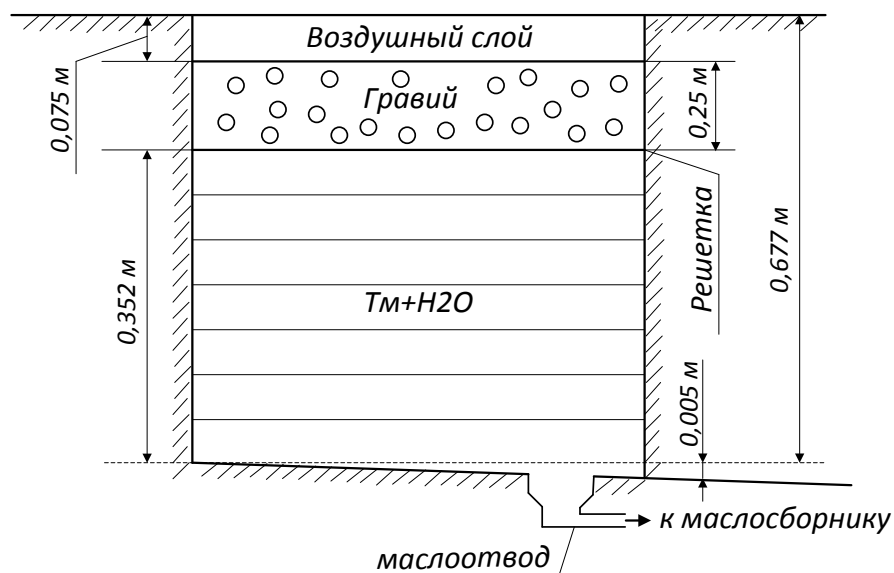


Рисунок 10 – Эскиз маслоприемника с отводом трансформаторного масла

И ВОДЫ

Осуществление утилизации трансформаторного масла осуществляется производственно-ремонтным предприятием основываясь на заключённом ранее договоре.

Отходы, которые образовались до момента их вывоза на утилизацию или вторичную переработку временно хранятся в специальных хранилищах с твёрдым покрытием, которые предотвращают попадание отходов на почву.

Перевозка отходов производится такими способами, которые исключают возможность их потери при транспортировке [2].

Транспортировка отходов осуществляется на специально оборудованных или приспособленных транспортных средствах [2].

6.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции, а также мероприятия, которые препятствуют его возникновению.

При применении горючих изоляционных материалов, таких как, например, резина, лаки, масла, могут воспламеняться и причины этому могут служить электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузки, неисправность электрических машин и аппаратов [17].

При возникновении возгорания есть вероятность того, что при тушении пожара электроустановка может находиться под напряжением. В этом случае необходимо руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Рассмотрим порядок действий при тушении возгорания на объекте:

1) При обнаружении возгорания необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергетического объекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами [17].

2) Старший по смене лично или же с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, которые оказались в зоне пожара [17].

3) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала, после определения очага пожара, должен проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников [17].

4) Руководителем тушения пожара, до прибытия первого пожарного подразделения, является старший по смене энергетического предприятия, руководитель объекта. По прибытии на пожар, старший командир пожарного подразделения принимает на себя руководство тушением пожара [17].

5) Производить отключение присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении [17].

6) После получения письменного разрешения на тушение пожара и проведения инструктажа старшим из технического персонала, пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара [17].

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования. Необходимо согласовать действия по расстановке сил и средств пожаротушения [17].

8) Во время пожара необходимо усилить охрану территории, чтобы не допускать к месту пожара посторонних лиц. А также не допускается проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением [17].

Шиты с первичными средствами для тушения и весь инвентарь должен находиться на видном месте, так же они должны быть окрашены в красный цвет масляной краской и иметь беспрепятственный доступ [17].

С целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают в эту яму [17].

При срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит трансформаторов и автотрансформаторов, которые реагируют на внутренние повреждения, осуществляется пуск средств пожаротушения [17].

При возгорании аппаратуры, кабельных линий, проводов и оборудования, необходимо снять напряжение с объекта возгорания и только потом приступать к его тушению. Так же необходимо ограничить распространение огня и перехода его на соседние объекты и панели. При тушении следует использовать углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители [17].

При тушении пожара строго настрого запрещается прикасаться к кабелям, проводам и оборудованию, если не удалось снять напряжение [17].

7 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

7.1 Преимущества защит на микропроцессорной базе

Массовое внедрение нового оборудования, а именно микропроцессорных устройств РЗА для защиты объектов электроснабжения, началось около 15 лет назад [20].

Они выполняют функции обыкновенных устройств РЗА на основе новой элементной базы, то есть микропроцессорных элементов [20].

Микропроцессорные устройства РЗА являются альтернативной заменой электромеханическим устройствам, благодаря современным разработкам.

Итак, рассмотрим основные преимущества микропроцессорных устройств РЗА.

Простота использования. Позволяет быстрее ориентироваться при срабатывании защиты.

Компактность. Отказ от электромеханических и статических реле, которые обладают значительными габаритами, позволило более компактно размещать оборудование на панелях РЗА [20].

Многофункциональность. МПУ являются достойной заменой не только защитных устройств, но и аналоговых измерительных приборов, потому что они производят измерения основных электрических величин [20].

Наблюдаемость, самодиагностика и интегрируемость в АСУ ТП. Тщательный контроль за состоянием устройств РЗА позволяет вовремя выявить его неисправность, а также с помощью всестороннего анализа аварийного режима и действий защит можно обнаружить уязвимости в функциональной части РЗА.

Высокая чувствительность. У МПУ РЗА коэффициент чувствительности измерительных органов приближен к единице, чем у электромеханической РЗА. Реализовать повышение чувствительности за счет более сложных форм характеристик срабатывания реле проще всего в МПУ РЗА [20].

Отображение мнемосхемы присоединение. Эта функция МПУ РЗА позволяет контролировать положение коммутационных аппаратов, заземляющих устройств [20].

Таким образом, можно сделать вывод, что установка микропроцессорного терминала показывает значительные преимущества.

7.2 Капиталовложения в реализацию проекта

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями.

В таблице 29 приведены стоимость устройств и их количество на защищаемом объекте.

Таблица 29 – Стоимость и количество реконструированного оборудования

Тип устройства	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Итог, руб.
1	2	3	4
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 085	1	330000	330000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 021	1	330000	330000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 019	1	330000	330000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 073	1	330000	330000
Выключатель ЗАР1 ДТ-245-31,5/2000 У1	3	1500000	4500000
Разъединитель РНДЗ – 220/2000 ХЛ1	12	268000	3216000
Трансформатор тока ТВ220-І-600/5 ХЛ2	4	57500	230000
Трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1	2	440000	880000

Далее необходимо определить капитальные вложения в устройства на ОРУ по формуле:

$$K_{ОРУ} = K_{ТН} + K_{ТТ} + K_{Выкл} + K_{Раз}, \quad (63)$$

где $K_{ТН}$ – стоимость трансформаторов напряжения;

$K_{ТТ}$ – стоимость трансформаторов тока;

$K_{Выкл}$ – стоимость выключателей;

$K_{Раз}$ – стоимость разъединителей;

$K_{ВОЛС}$ – стоимость устройства передачи команд по ВОЛС;

$K_{ВЧ}$ – стоимость устройства приема-передачи команд по ВЧ.

Затем необходимо определить капитальные вложения в устройства РЗА, которые можно определить по формуле:

$$K_{РЗ} = n \cdot K_{уст.РЗ} \cdot k_{СМР}, \quad (64)$$

где $K_{уст.РЗ}$ – стоимость устройств РЗ;

n – количество устройств РЗ, устанавливаемых на шине;

$k_{СМР}$ – коэффициент, учитывающий строительные-монтажные работы (45% от стоимости оборудования), $k_{СМР} = 1,45$.

Рассчитав формулы (63) и (64), находим суммарные капиталовложения:

$$K_{сумм} = K_{ОРУ} + K_{РЗ}, \quad (65)$$

где $K_{ОРУ}$ – капитальные вложения в устройства на ОРУ;

$K_{РЗ}$ – капитальные вложения в устройства РЗА.

Далее необходимо рассчитать амортизационные и эксплуатационные издержки.

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты и техническое обслуживание оборудования выражаются через эксплуатационные издержки.

Издержки на эксплуатацию релейной защиты определяются следующим образом:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K_{\text{сумм}} \cdot \alpha_n, \quad (66)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,007$;

α_n – поправочный коэффициент на микропроцессорные устройства РЗА, $\alpha_n = 0,9$.

7.4 Расчет амортизационных издержек

Амортизация – это постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукт или работу [4].

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции [4].

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов [4].

Далее необходимо определить издержки на амортизацию из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} \cdot K_{\text{сумм}}, \quad (67)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию вычисляются из формулы:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (68)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы релейной защиты, $T_{\text{сл}} = 20 \text{ лет}$.

Для микропроцессорных устройств РЗ принимаем $T_{\text{сл}} = 20 \text{ лет}$.

7.5 Возмещение затрат на электроэнергию

Определение возмещения затрат на электроэнергию I_w , потребляемую устройствами РЗ производится исходя из формулы:

$$I_W = W \cdot T_3, \quad (69)$$

где W – электроэнергия, потребляемая устройствами РЗ за год, кВт·ч;

T_3 – тарифная цена электроэнергии для 220 кВ, $T_3 = 1,82 \text{ руб./}(кВт \cdot ч)$.

Данные значения взяты из приказа «№ 133-пр/э от 11.12.2020. Об утверждении единых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям, расположенным на территории Амурской области на 2021 год.

По формуле (70) вычисляем электроэнергию, потребляемую устройствами РЗ за год:

$$W = P_{\text{нотр}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (70)$$

где $P_{\text{нотр}}$ – активная мощность потребляемая устройствами РЗ,

$$P_{\text{нотр}} = 4 \cdot 10^{-2} \text{ кВт};$$

$T_{\text{год}}$ – период одного года, ч.

7.6 Прочие расходы

Себестоимость электроэнергии зависит от:

- амортизационных отчислений;
- отчислений на эксплуатацию;
- издержек на собственные нужды и потери в трансформаторах;
- отчисления на заработную плату с учетом ЕСН;
- капиталовложения в станцию и прочих издержек.

Значит прочие расходы определяются с учетом рассчитанных выше издержек:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_W) + 0,03 \cdot K_{\text{сумм}}. \quad (71)$$

Суммарные издержки определяются по формуле:

$$\sum I = I_{\text{экс}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{в}} + I_{\text{пр}}. \quad (72)$$

Результаты расчета издержек для микропроцессорных РЗ сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Издержки для устройств релейной защиты

Издержки	Микропроцессорные РЗА
1	2
$\sum I$	969500 руб.
$I_{\text{экс}}$	67660 руб.
$I_{\text{ам}}$	429600 руб.
$I_{\text{в}}$	638 руб.
$I_{\text{пр}}$	471600 руб.

7.7 Расчет ущерба

Ущерб, связанный с перерывом электроснабжения потребителей, подразделяют на прямой и дополнительный в зависимости от того, в чем он выражается [4].

Прямой ущерб – от расстройств технологического процесса, брака продукции, порчи сырья и материалов, выхода из строя и сокращения службы оборудования, ухудшения технико-экономических показателей технологического процесса, увеличения затрат материалов, труда и энергии на единицу выпускаемой продукции, простоя персонала, занятого ведением технологического процесса, и т.п [4].

Дополнительный ущерб – от недоотпуска продукции. В зависимости от отрасли промышленности и характера производства при перерывах электроснабжения могут иметь место оба вида ущерба или только один или часть из них. Таким образом ущерб обычно подразделяется на ущерб в системе электроснабжения (системный ущерб) и ущерб у потребителей [4].

Системный ущерб рассчитываем только по защищаемому оборудованию, то есть по линии:

$$Y_{ВЛ} = K_{ВЛ} \cdot q_{ВЛ} \cdot \frac{l_{ВЛ}}{100}, \quad (73)$$

где $q_{ВЛ}$ – вероятность выхода из строя линии электропередачи;

$l_{ВЛ}$ – длина линии электропередачи, км;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружение ЛЭП, определяются по следующей формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L_{ЛЭП} + Z_{П} \cdot L_{ЛЭП}) \cdot K_n, \quad (74)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ, 1310 тыс. руб./км [Файбисович, с. 333, табл. 7.4];

$L_{ЛЭП}$ – длина трассы, км;

$Z_{П}$ – затраты на вырубку просеки, 110 тыс. руб./км [Файбисович, с. 335, табл. 7.8];

K_n – переводной коэффициент, 9,5.

Вероятность выхода из строя линии электропередач:

$$q_{ВЛ} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_B}{8760}, \quad (75)$$

где $\omega_{ВЛ}$ – средняя частота отказов, $\omega_{ВЛ} = 0,5$ [Китушин, с.226, табл. П1.4];

t_B – среднее время восстановления, $t_B = 11$ ч [Китушин, с.226, табл. П1.4].

Основной ущерб (прямой ущерб) потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{осн} = Y_0 \cdot \Delta W_{нед}, \quad (76)$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба для отраслей народного хозяйства $Y_0 = 1,5$ [Китушин, с.234, табл. П 2.1];

$\Delta W_{нед}$ – количество недоотпущенной электроэнергии.

Количество недоотпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\Delta W_{нед} = P_{деф} \cdot K_n \cdot T_z, \quad (77)$$

где $P_{деф}$ – дефицитная мощность;

K_n – коэффициент простоя системы $K_n = 2,754 \cdot 10^{-4}$ ч/год;

T_z – период одного года.

Дефицитная мощность определяется по формуле:

$$P_{деф} = K_з \cdot S_{Тном} \cdot \cos \varphi, \quad (78)$$

где $K_з$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{Тном}$ – мощность силового трансформатора, МВА.

Ущерб внезапности равен:

$$Y_{ВН} = Y_{ПО} \cdot P_{деф}, \quad (79)$$

где $P_{деф}$ – дефицитная мощность;

$Y_{ПО}$ – удельная величина ущерба при полном отключении $Y_{ПО} = 0,15$ [Китушин, с.234, табл. П 2.1].

Суммарный ущерб потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{ВН}. \quad (80)$$

7.8 Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход – это сумма всех дисконтируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, которые возникают в результате реализации инвестиционного объекта [4].

Чистый дисконтированный доход – это интегральный или динамический критерий оценки экономической эффективности инвестиций, который оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени [4].

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{pt} = W_t \cdot T, \quad (81)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия в год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, руб./кВт·ч.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$P_{от} = O_{pt} - I_t - K_t - Y_t, \quad (82)$$

где O_{pt} – объем продаж электроэнергии потребителю в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ставка налога на прибыль на 2021 год равен 20%.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot P_{от}. \quad (83)$$

Величина прибыли после вычета налогов численно равна прибыли от реализации за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{от} - Н_t. \quad (84)$$

Расчет чистого дисконтированного дохода заключается в дисконтировании чистого потока платежей \mathcal{E}_t , определенного как разность между притоками и оттоками денежных средств, т.е. без учета источников финансирования:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{экт} - I_{wt} - Н_t - K_{рзt}. \quad (85)$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – это чистый дисконтированный доход (ЧДД) или чистая текущая стоимость, которая определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \left[\mathcal{E}_t \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t \right], \quad (86)$$

где T_p – расчетный период, $T_p = 20$ лет;

E – норматив дисконтирования, $E = 0,05$.

Инвестирование капиталовложений в модернизацию ВЛ 3 года.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Данные сведены в таблицу 31.

Таблицу 31 – Результаты расчета ЧДД в тыс.руб

Год	<i>ЧДД</i>	<i>ЧДД_Σ</i>
1	2	3
0	-4364	-4364
1	-4156	-4156
2	-5907	-10060
3	6088	-3975
4	5798	1823
5	5522	7344
6	5259	12600
7	5009	17610
8	4770	22380
9	4543	26920
10	4327	31250
11	4121	35370
12	3924	39300
13	3737	43030
14	3559	46590
15	3390	49980
16	3229	53210
17	3075	56290
18	2928	59210
19	2789	62000
20	2656	64660

Результаты расчета ЧДД представлены на рисунке 11.

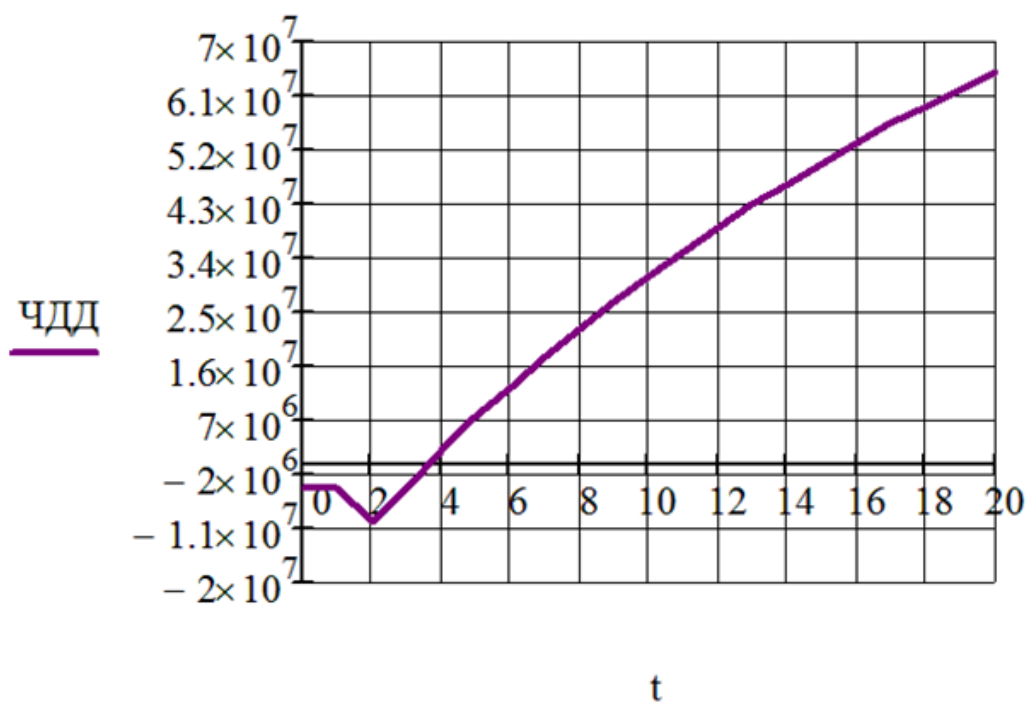


Рисунок 11 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 4 лет. Значения $\text{ЧДД} > 0$ положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало модернизации ВЛ. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным. Результаты расчета чистого дохода сведены в таблицу 32.

Таблицу 32 – Результаты расчета ЧД в тыс.руб

Год	ЧД	Год	ЧД	Год	ЧД
1	2	3	4	5	6
0	-4364	7	24360	14	73690
1	-4364	8	31410	15	80740
2	-10880	9	98460	16	87790

1	2	3	4	5	6
3	-3829	10	45500	17	94840
4	3218	11	52550	18	101900
5	10270	12	59600	19	108900
6	17310	13	66650	20	111600

Результаты расчета ЧДД представлены на рисунке 12.

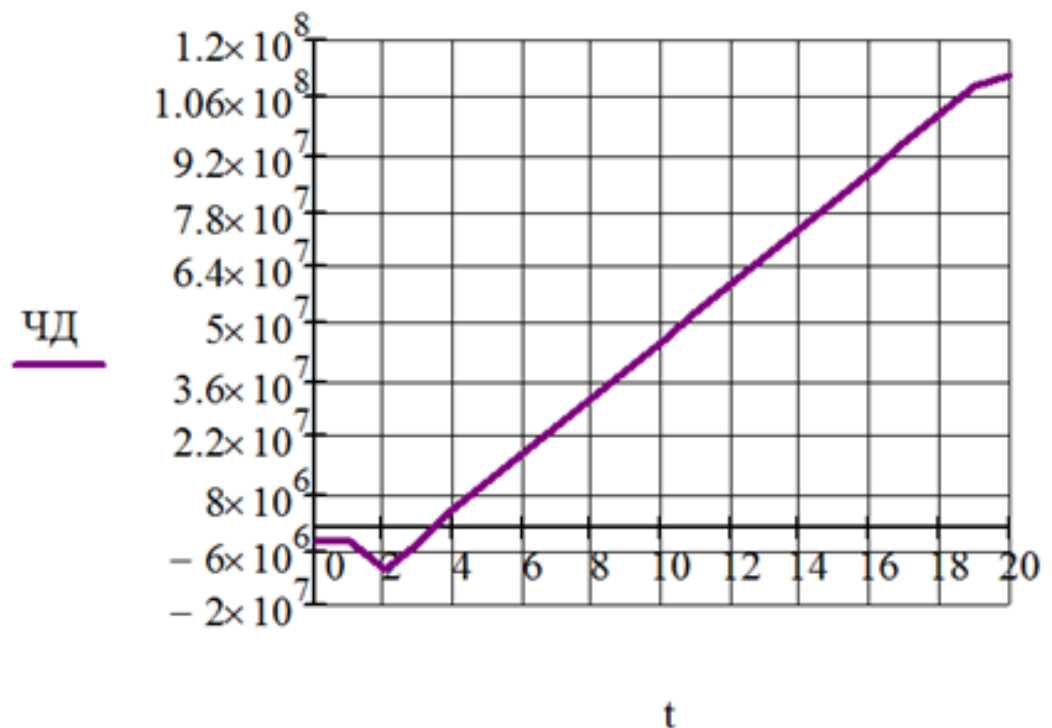


Рисунок 12 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитывается по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам [4]. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей

суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заемных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\varepsilon_t - I_t - H_t}{K}, \quad (87)$$

где ε_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учета затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль;

K – суммарные капиталовложения.

Расчет оценки экономической эффективности представлен в приложении К. Срок окупаемости при капиталовложениях в 10740000 руб. составит 3,5 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=7,02). Рентабельность проекта составит 65,619% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период - 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему: «Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Дипкун - подстанция Тутаул» были решены основные задачи необходимые для модернизации релейной защиты и автоматики.

Поставленная цель выпускной квалификационной работы была решена. В процессе работы было выполнено:

- обоснование модернизации релейной защиты и автоматики на участке сети 220 кВ ПС Дипкун – ПС Тутаул;
- рассмотрены климатические и географические особенности участка сети 220 кВ Дипкун – Тутаул;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор и проверка оборудования на ПС 220 кВ Тутаул;
- расчет дистанционной релейной защит
- расчет мгновенной токовой отсечки;
- расчет токовой защиты нулевой последовательности;
- расчет уставок ВЧБ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
- выбор параметров настройки блокировки при качаниях по приращению токов прямой и обратной последовательности;
- расчет маслоприемника трансформатора;
- рассмотрена безопасность и экологичность проекта;
- произведен экономический расчет;
- разработаны листы графической части.

Таким образом, электромеханические панели защиты ПС 220 кВ Тутаул были заменены на микропроцессорные терминалы «ЭКРА».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 АРМ СРЗА [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pk-briz.ru/>. – Дата доступа: 08.05.2021.
- 2 Булгаков, А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2020. – 89 с.
- 3 Влияние воздушных линий на окружающую среду [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pue8.ru/ekologiya/432-vliyanie-vozdushnykh-linij-na-okruzhayushchuyu-sredu.html>. – Дата доступа: 08.05.2021.
- 4 Неклепаев, Б.И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.И. Неклепаев, И.П. Крючков. – СПб. : БХВ, 2013. – 608 с.
- 5 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001. – М.: ИАЦ Энергия, 2012. – 264 с.
- 6 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М. : НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.
- 7 Разъединители наружной установки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://forca.ru/spravka/razediniteli-i-otdeliteli/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-parametry.html>. – Дата доступа: 08.05.2021.
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин, В.А. Семенов. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 648 с.
- 9 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35 – 330 кВ. – М. – Л. : Энергия, 1966. – 172 с.
- 10 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 10. Высокочастотная блокировка дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит линий 110 – 220 кВ. – М. : Энергия, 1975. – 76 с.

11 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. – М. : Энергия, 1979. – 152 с.

12 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110 – 500 кВ. Расчеты. – М. : Энергия, 1980. – 88 с.

13 ТДТН-25000/220-У1 – Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://silovoytransformator.ru/220-kv-i-vyshe/tdtn-25000-220-u1.htm>. – Дата доступа: 08.05.2021.

14 Трансформатор напряжения НАМИ-220 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://voltten.com/nami-220-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-antirezonsnyj/>. – Дата доступа: 08.05.2021.

15 Трансформатор тока ТВ-220 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://etk-oniks.ru/articles/transformatory/transformatory-toka/klass-napryazheniya-tt-110kv-i-vyshe/transformator-toka-tv-220/>. – Дата доступа: 08.05.2021.

16 Тындинский район [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tyndinsky.invest.amurobl.ru/>. – Дата доступа: 08.05.2021.

17 Фетисов, П.А. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках / П.А. Фетисов, В.А. Семенов, В.А. Семенов. – М. : Стройиздат, 1967. – 187 с.

18 Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов, В.А. Семенов. – М. : Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

19 Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607 021021, ШЭ2607 021. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.049 РЭ.

20 Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон, В.А. Семенов, В.А. Семенов. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 548 с.

21 Элегазовый выключатель ЗАР1ДТ-245 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ajax.ortea.ru/gelem294731.html>. – Дата доступа: 08.05.2021.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет параметров трансформаторов и линий в MathCad 15

Параметры трансформаторов и линий

АС – 300	АС – 500	$l_{01} := 149.3$
$r_{300_0} := 0.098$	$r_{500_0} := 0.06$	$l_{02} := 53.26$
$x_{300_0} := 0.429$	$x_{500_0} := 0.413$	$l_{03} := 93.1$
		$l_{04} := 1.9$

$r_{01} := r_{300_0} \cdot l_{01} = 14.631$	$x_{01} := x_{300_0} \cdot l_{01} = 64.05$
$r_{02} := r_{300_0} \cdot l_{02} = 5.219$	$x_{02} := x_{300_0} \cdot l_{02} = 22.849$
$r_{03} := r_{300_0} \cdot l_{03} = 9.124$	$x_{03} := x_{300_0} \cdot l_{03} = 39.94$
$r_{04} := r_{500_0} \cdot l_{04} = 0.114$	$x_{04} := x_{500_0} \cdot l_{04} = 0.785$

ПС Тында, автотрансформатор 1

АТДЦТН – 63000/220 $S_{ном1} := 63000$

$U_{вн} := 230$ $U_{квс1} := 10.99$

$U_{сн} := 121$ $U_{квн1} := 34.34$

$U_{нн} := 38.5$ $U_{ксн1} := 20.82$

$uk1 := 0.5(U_{квс1} + U_{квн1} - U_{ксн1}) = 12.255$

$uk2 := 0.5(U_{квс1} + U_{ксн1} - U_{квн1}) = -1.265$

$uk3 := 0.5(U_{квн1} + U_{ксн1} - U_{квс1}) = 22.085$

$$X_{ат1} := \frac{uk1 \cdot U_{вн}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном1}} = 102.903$$

$$X_{ат2} := \frac{uk2 \cdot U_{сн}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном1}} = -2.94$$

$$X_{ат3} := \frac{uk3 \cdot U_{нн}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном1}} = 5.196$$

Продолжение приложения А
Расчет параметров трансформаторов и линий в MathCad 15

$$k_{\text{трвн1}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = 1.901 \quad k_{\text{трнн1}} := \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} = 0.318$$
$$k_{\text{трсн1}} := \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{СН}}} = 1$$

ПС Тында, автотрансформатор 2

$$\text{АТДЦТН} - 63000/220 \quad S_{\text{НОМ2}} := 63000$$

$$U_{\text{ВН2}} := 230 \quad U_{\text{КВС2}} := 10.8$$

$$U_{\text{СН2}} := 121 \quad U_{\text{КВН2}} := 34.3$$

$$U_{\text{НН2}} := 38.5 \quad U_{\text{КСН2}} := 31.2$$

$$uk_{11} := 0.5(U_{\text{КВС2}} + U_{\text{КВН2}} - U_{\text{КСН2}}) = 6.95$$

$$uk_{22} := 0.5(U_{\text{КВС2}} + U_{\text{КСН2}} - U_{\text{КВН2}}) = 3.85$$

$$uk_{33} := 0.5(U_{\text{КВН2}} + U_{\text{КСН2}} - U_{\text{КВС2}}) = 27.35$$

$$X_{\text{ат11}} := \frac{uk_{11} \cdot U_{\text{ВН2}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ2}}} = 58.358$$

$$X_{\text{ат22}} := \frac{uk_{22} \cdot U_{\text{СН2}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ2}}} = 8.947$$

$$X_{\text{ат33}} := \frac{uk_{33} \cdot U_{\text{НН2}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ2}}} = 6.435$$

$$k_{\text{трвн2}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = 1.901 \quad k_{\text{трнн2}} := \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} = 0.318$$

$$k_{\text{трсн2}} := \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{СН}}} = 1$$

Продолжение приложения А
Расчет параметров трансформаторов и линий в Mathcad 15

ПС Дипкун, трансформатор 1

$$\text{ТДТН} - 25000/220 \qquad S_{\text{НОМ1}} := 25000$$

$$U_{\text{ВН}} := 230 \quad U_{\text{КВС1}} := 12.6$$

$$U_{\text{СН}} := 38.5 \quad U_{\text{КВН1}} := 19.2$$

$$U_{\text{НН}} := 11 \quad U_{\text{КСН1}} := 6.29$$

$$uk1 := 0.5(U_{\text{КВС1}} + U_{\text{КВН1}} - U_{\text{КСН1}}) = 12.755$$

$$uk2 := 0.5(U_{\text{КВС1}} + U_{\text{КСН1}} - U_{\text{КВН1}}) = -0.155$$

$$uk3 := 0.5(U_{\text{КВН1}} + U_{\text{КСН1}} - U_{\text{КВС1}}) = 6.445$$

$$X_{\text{Г1}} := \frac{uk1 \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ1}}} = 269.896$$

$$X_{\text{Г2}} := \frac{uk2 \cdot U_{\text{СН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ1}}} = -0.092$$

$$X_{\text{Г3}} := \frac{uk3 \cdot U_{\text{НН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ1}}} = 0.312$$

$$k_{\text{ТРВН1}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = 5.974 \qquad k_{\text{ТРНН1}} := \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} = 0.286$$

$$k_{\text{ТРСН1}} := \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{СН}}} = 1$$

ПС Дипкун, трансформатор 2

$$\text{ТДТН} - 25000/220 \qquad S_{\text{НОМ2}} := 25000$$

$$U_{\text{ВН2}} := 230 \quad U_{\text{КВС2}} := 12.7$$

$$U_{\text{СН2}} := 38.5 \quad U_{\text{КВН2}} := 18.9$$

$$U_{\text{НН2}} := 11 \quad U_{\text{КСН2}} := 6.12$$

Продолжение приложения А
Расчет параметров трансформаторов и линий в Mathcad 15

$$uk11 := 0.5(U_{квс2} + U_{квн2} - U_{кcn2}) = 12.74$$

$$uk22 := 0.5(U_{квс2} + U_{кcn2} - U_{квн2}) = -0.04$$

$$uk33 := 0.5(U_{квн2} + U_{кcn2} - U_{квс2}) = 6.16$$

$$X_{T11} := \frac{uk11 \cdot U_{вн2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном2}} = 269.578$$

$$X_{T22} := \frac{uk22 \cdot U_{cn2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном2}} = -0.024$$

$$X_{T33} := \frac{uk33 \cdot U_{нн2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном2}} = 0.298$$

$$k_{трвн2} := \frac{U_{вн}}{U_{cn}} = 5.974 \quad k_{трнн2} := \frac{U_{нн}}{U_{cn}} = 0.286$$

$$k_{трсн2} := \frac{U_{cn}}{U_{cn}} = 1$$

ПС Тутаул, трансформатор 1

$$ТДТН - 25000/220 \quad S_{ном1} := 25000$$

$$U_{вн} := 230 \quad U_{квс1} := 12.7$$

$$U_{cn} := 38.5 \quad U_{квн1} := 19.1$$

$$U_{нн} := 11 \quad U_{кcn1} := 6.34$$

$$uk1 := 0.5(U_{квс1} + U_{квн1} - U_{кcn1}) = 12.73$$

$$uk2 := 0.5(U_{квс1} + U_{кcn1} - U_{квн1}) = -0.03$$

$$uk3 := 0.5(U_{квн1} + U_{кcn1} - U_{квс1}) = 6.37$$

Продолжение приложения А
Расчет параметров трансформаторов и линий в Mathcad 15

$$X_{T1} := \frac{uk1 \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ1}} = 269.367$$

$$X_{T2} := \frac{uk2 \cdot U_{CH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ1}} = -0.018$$

$$X_{T3} := \frac{uk3 \cdot U_{HH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ1}} = 0.308$$

$$k_{TрBH1} := \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = 5.974 \quad k_{TрHH1} := \frac{U_{HH}}{U_{CH}} = 0.286$$

$$k_{TрCH1} := \frac{U_{CH}}{U_{CH}} = 1$$

ПС Тутаул, трансформатор 2

$$TДТН - 25000/220 \quad S_{НОМ2} := 25000$$

$$U_{BH2} := 230 \quad U_{KBC2} := 12.8$$

$$U_{CH2} := 38.5 \quad U_{KBH2} := 19.0$$

$$U_{HH2} := 11 \quad U_{KCH2} := 6.21$$

$$uk11 := 0.5(U_{KBC2} + U_{KBH2} - U_{KCH2}) = 12.795$$

$$uk22 := 0.5(U_{KBC2} + U_{KCH2} - U_{KBH2}) = 5 \times 10^{-3}$$

$$uk33 := 0.5(U_{KBH2} + U_{KCH2} - U_{KBC2}) = 6.205$$

$$X_{T11} := \frac{uk11 \cdot U_{BH2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ2}} = 270.742$$

$$X_{T22} := \frac{uk22 \cdot U_{CH2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ2}} = 2.965 \times 10^{-3}$$

$$X_{T33} := \frac{uk33 \cdot U_{HH2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ2}} = 0.3$$

Продолжение приложения А
Расчет параметров трансформаторов и линий в Mathcad 15

$$k_{\text{трвн2}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = 5.974 \quad k_{\text{трнн2}} := \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} = 0.286$$

$$k_{\text{трсн2}} := \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{СН}}} = 1$$

ПС Призейская, трансформатор 1

ТДТН – 25000/220

$$S_{\text{НОМ1}} := 25000$$

$$U_{\text{ВН}} := 230 \quad U_{\text{Квс1}} := 12.7$$

$$U_{\text{СН}} := 38.5 \quad U_{\text{Квн1}} := 19.0$$

$$U_{\text{НН}} := 11 \quad U_{\text{Ксн1}} := 6.21$$

$$uk1 := 0.5(U_{\text{Квс1}} + U_{\text{Квн1}} - U_{\text{Ксн1}}) = 12.745$$

$$uk2 := 0.5(U_{\text{Квс1}} + U_{\text{Ксн1}} - U_{\text{Квн1}}) = -0.045$$

$$uk3 := 0.5(U_{\text{Квн1}} + U_{\text{Ксн1}} - U_{\text{Квс1}}) = 6.255$$

$$X_{\text{T1}} := \frac{uk1 \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ1}}} = 269.684$$

$$X_{\text{T2}} := \frac{uk2 \cdot U_{\text{СН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ1}}} = -0.027$$

$$X_{\text{T3}} := \frac{uk3 \cdot U_{\text{НН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ1}}} = 0.303$$

$$k_{\text{трвн1}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = 5.974 \quad k_{\text{трнн1}} := \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} = 0.286$$

$$k_{\text{трсн1}} := \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{СН}}} = 1$$

Продолжение приложения А
Расчет параметров трансформаторов и линий в Mathcad 15

ПС Призейская, трансформатор 2

$$ТДТН - 25000/220 \quad S_{ном2} := 25000$$

$$U_{вн2} := 230 \quad U_{квс2} := 12.7$$

$$U_{сн2} := 38.5 \quad U_{квн2} := 18.9$$

$$U_{нн2} := 11 \quad U_{ксн2} := 6.18$$

$$uk_{11} := 0.5(U_{квс2} + U_{квн2} - U_{ксн2}) = 12.71$$

$$uk_{22} := 0.5(U_{квс2} + U_{ксн2} - U_{квн2}) = -10 \times 10^{-3}$$

$$uk_{33} := 0.5(U_{квн2} + U_{ксн2} - U_{квс2}) = 6.19$$

$$X_{т11} := \frac{uk_{11} \cdot U_{вн2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном2}} = 268.944$$

$$X_{т22} := \frac{uk_{22} \cdot U_{сн2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном2}} = -5.929 \times 10^{-3}$$

$$X_{т33} := \frac{uk_{33} \cdot U_{нн2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном2}} = 0.3$$

$$k_{трвн2} := \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = 5.974 \quad k_{трнн2} := \frac{U_{нн}}{U_{сн}} = 0.286$$

$$k_{трсн2} := \frac{U_{сн}}{U_{сн}} = 1$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет токов короткого замыкания в АРМ СРЗА

Таблица П2(1) – Результаты расчета токов короткого замыкания, выраженные в амперах

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тутаул ДАТА-01.04.2021. ВРЕМЯ-16:13:16									
УЗЕЛ-КЗ 2 10 18 26									
ПОДРЕЖИМ 1									
ПЕЧАТЬ 3									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=227.4/-0 z1=5.950+j32.846 z2=5.950+j32.846 z0=2.290+j19.482									
2-	1С-220 ТЫНДА	3932	100	1520	99	1520	99	4560	99
3	АТ1 ТЫНДА	0	0	1	-45	0	134	521	94
6	2С-220 ТЫНДА	618	102	242	101	237	101	935	97
35	ЭКВИВАЛЕНТ Т-П	106	111	42	110	40	110	0	139
37	ЭКВИВАЛЕНТ МАКС.	3210	100	1238	99	1243	99	3110	101
U=228.0/-0 z1=12.186+j58.492 z2=12.186+j58.492 z0=8.290+j67.386									
10-	1С-220 ДИПКУН	2204	102	703	100	703	100	2109	100
6	2С-220 ТЫНДА	1222	102	386	100	392	100	657	105
11	Т1 ДИПКУН	0	0	0	0	0	0	353	93
14	2С-220 ДИПКУН	981	102	317	100	311	100	1105	99
U=228.3/-0 z1=12.319+j58.761 z2=12.319+j58.761 z0=9.466+j70.936									
18-	1С-220 ТУТАУЛ	2195	102	688	100	688	100	2065	100
14	2С-220 ДИПКУН	993	102	307	100	313	100	843	101
19	Т1 ТУТАУЛ	0	0	0	0	0	0	53	93
22	2С-220 ТУТАУЛ	1202	102	381	100	375	100	1169	100
U=228.7/-0 z1=9.860+j47.658 z2=9.860+j47.658 z0=5.067+j46.818									
26-	1С-220 ПРИЗЕЙСКА	2713	102	915	100	915	100	2746	100
27	Т1 ПРИЗЕЙСКАЯ	0	0	0	0	0	0	323	94
30	2С-220 ПРИЗЕЙСКА	1980	102	672	100	666	100	1892	100
34	ВЛ ТУТАУЛ	734	102	244	100	250	100	534	103

Продолжение приложения Б
Расчет токов короткого замыкания в АРМ СРЗА

Таблица П2(2) – Результаты расчета токов короткого замыкания, необходимые для выбора оборудования, выраженные в килоамперах

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тутаул ДАТА-01.04.2021. ВРЕМЯ-16:14:25									
УЗЕЛ-КЗ 2 10 18 26									
ПОДРЕЖИМ 1									
ПЕЧАТЬ 4									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA (кА)				Однофазное КЗ IA(кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=227.4/-0 Z1=5.950+j32.846 Z2=5.950+j32.846 Z0=2.290+j19.482									
2-	1С-220 ТЫНДА	3,93	100	0	0	4,56	99	0	0
3	АТ1 ТЫНДА	0	0	3,93	-80	0,17	94	4,39	-80
6	2С-220 ТЫНДА	0,62	102	3,31	-80	0,79	99	3,77	-80
35	ЭКВИВАЛЕНТ Т-П	0,11	111	3,83	-80	0,08	110	4,48	-81
37	ЭКВИВАЛЕНТ МАКС.	3,21	100	0,72	-77	3,52	100	1,04	-81
U=228.0/-0 Z1=12.186+j58.492 Z2=12.186+j58.492 Z0=8.290+j67.386									
10-	1С-220 ДИПКУН	2,2	102	0	0	2,11	100	0	0
6	2С-220 ТЫНДА	1,22	102	0,98	-78	1	101	1,11	-81
11	Т1 ДИПКУН	0	0	2,2	-78	0,12	93	1,99	-80
14	2С-220 ДИПКУН	0,98	102	1,22	-78	1	100	1,11	-80
U=228.3/-0 Z1=12.319+j58.761 Z2=12.319+j58.761 Z0=9.466+j70.936									
18-	1С-220 ТУТАУЛ	2,2	102	0	0	2,06	100	0	0
14	2С-220 ДИПКУН	0,99	102	1,2	-78	0,9	100	1,16	-80
19	Т1 ТУТАУЛ	0	0	2,2	-78	0,02	93	2,05	-80
22	2С-220 ТУТАУЛ	1,2	102	0,99	-78	1,15	100	0,92	-80
U=228.7/-0 Z1=9.860+j47.658 Z2=9.860+j47.658 Z0=5.067+j46.818									
26-	1С-220 ПРИЗЕЙСКА	2,71	102	0	0	2,75	100	0	0
27	Т1 ПРИЗЕЙСКАЯ	0	0	2,71	-78	0,11	94	2,64	-80
30	2С-220 ПРИЗЕЙСКА	1,98	102	0,73	-78	1,97	100	0,78	-80
34	ВЛ ТУТАУЛ	0,73	102	1,98	-78	0,67	101	2,07	-80

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчет уставок ДЗ

Задание для расчета дистанционной защиты: ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул

1 ступень ДЗ

ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=1 ТИП=ЭПЗ-1636
ОТСТ КН=0.85
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 14
ВИД-КЗ АВС

2 ступень ДЗ

/ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=2 ХУ=0
ОТСТ КН=0.85
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 16
ВИД-КЗ АВС

/
ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=2
ЧУВС КВ=1
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 14
ВИД-КЗ АВ

3 ступень ДЗ

/ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3 ХУ=0
ОТСТ КН=0.85
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 10
ВИД-КЗ АВС

/
ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3
ЧУВС КВ=1
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 6 14
ВИД-КЗ АВ

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Согласование 2 ступени ДЗ с 1 ступенью

ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=2 ХУ=0
СОГЛ КН=0.85
З-Б
ЗАЩ_Б ЗАЩ=132 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=1
НСМ 1
ВЕЕР 13/10
ВИД-КЗ АВС

Согласование 3 ступени ДЗ со 2 ступенью

/ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3 ХУ=0
СОГЛ КН=0.85
З-Б
ЗАЩ_Б ЗАЩ=132 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=2
НСМ 1
УЗ-КЗ_Х 6
ВИД-КЗ АВС
/
ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3
ЧУВС КВ=1
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 6 14 16
ВИД-КЗ АВ

Согласование 3 ступени ДЗ с 3 ступенью

ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3 ХУ=0
СОГЛ КН=0.85
З-Б
ЗАЩ_Б ЗАЩ=132 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3
НСМ 1
УЗ-КЗ_Х 6
ВИД-КЗ АВС
/ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3
ЧУВС КВ=1
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 6 14 16
ВИД-КЗ АВ

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Нагрузочный режим

ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=3 КН=1.2 КВ=1.05
 НАГР УМИН=198 P=192 Q=42
 *НАГР УМИН=209 P=153 Q=25.6
 *НАГР УМИН=196.2 P=250 Q=-55
 *НАГР УМИН=214.5 P=229 Q=-62.7
 *НАГР УМИН=196.2 P=250 Q=-55

Таблица ПЗ(1) – Результаты расчета 1 степени дистанционной защиты

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 19.03.2021 Время - 13:34:52						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704 Ступень 1				
Ветвь 18-14		КТГ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	19,3	0,9	ВИД-КЗ АВС		ZCA=23.44 77
	RY	10,2		УЗЕЛ-КЗ 14		
	ФМЧ	77				
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				

Таблица ПЗ(2) – Результаты расчета 2 степени дистанционной защиты

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 17.03.2021 Время - 17:54:51						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704 Ступень 2				
Ветвь 18-14		КТГ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	519,4	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZCA=611.24 89
	RY	273,6		УЗЕЛ-КЗ 16		
	ФМЧ	77				

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Продолжение таблицы ПЗ(2)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 17.03.2021 Время - 17:54:51						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 2		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				
СОГЛАСОВАНИЕ	XУ	59,9	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZCA=72.60 77
с 1 СТУПЕНЬЮ	РУ	31,5		ВЕРР 13/10		ZBC(Б)=49.16 77
XУ=53.2	ФМЧ	77		6-10,0.252		
РУ=23.4	Ф2	-22		(Лотн_лин=0.748)		
T=0.05	Ф3	120				
ФМЧ 77	AL	0				
AL 0						
Ф2 -22						
Ф3 120						
защита 132						
БЭ2704						
(10-6)						
ЭЛ:ВЛ ТЫНДА-Д						
ИПКУН						
ПС:1С-220 ДИП						
КУН						
2)примечание						
Принимаем данные расчетные условия за уставку срабатывания 2 ступени ДЗ.						
Время срабатывания принимаю 0+0,3+0,5=0,8 с.						
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ	59,9	2,62	ВИД-КЗ АВ		ZAB=23.44 77
	РУ	31,5	561	УЗЕЛ-КЗ 14		IAB=1700 -48
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	1,68			
	Ф3	120				
	XBT	3,27				
	RBT	1,72				

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Продолжение таблицы ПЗ(2)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 17.03.2021 Время - 17:54:51						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 2		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-	ХУМИН	0,01				
НОСТЬ	РУМИН	0,01				
	ЛТР	0,5	28,3			

Таблица ПЗ(3) – Результаты расчета 3 ступени дистанционной защиты

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 18.03.2021 Время - 17:17:22						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 3		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВА-	ХУ	78,9	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZAB=89.14 77
НИЕ	РУ	41,6		УЗ-КЗ Х 6		ZAB(Б)=65.70 77
с 2 СТУПЕНЬЮ	ФМЧ	77		Защ Б работает		
ХУ=78.3	Ф2	-22		Zкз<Zсз - расчет		
РУ=40.4	Ф3	120		уст-ки по		
Т=1.00	AL	0		Кт=1.000		
ФМЧ 77				Zp=95.76 77		
AL 0						
Ф2 -22						
Ф3 120						
защита 132						
БЭ2704						
(10-6)						

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Продолжение таблицы ПЗ(3)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 18.03.2021 Время - 17:17:22						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 3		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
(10-6)						
ЭЛ:ВЛ ТЫНДА-Д						
ИПКУН						
ПС:1С-220 ДИП						
КУН						
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	ХУ	78,9	0,91	ВИД-КЗ АВ		ZAB=89.14 77
	РУ	41,6	196	УЗЕЛ-КЗ 6		IAB=1071 -48
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	0,91			
	Ф3	120				
	ХВТ	4,3				
	РВТ	2,27				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	JTP	0,5	17,9			
2)примечание						
Согласование со второй ступенью не обеспечивается по чувствительности.						
Проводим согласование с третьей ступенью.						
	ХУ	78,9	3,45	ВИД-КЗ АВ		ZAB=23.44 77
	РУ	41,6	741	УЗЕЛ-КЗ 14		IAB=1700 -48
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	1,68			
	Ф3	120				
	ХВТ	4,3				
	РВТ	2,27				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	JTP	0,5	28,3			

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Продолжение таблицы ПЗ(3)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 18.03.2021 Время - 17:17:22						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 3		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
	XУ	78,9	0,13	ВИД-КЗ АВ		ZAB=611.24 89
	РУ	41,6	0,32	УЗЕЛ-КЗ 16		IAB=318 -57
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	0,13			
	Ф3	120				
	ХВТ	4,3				
	РВТ	2,27				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	ЛТР	0,5	5,3			
СОГЛАСОВАНИЕ	XУ	192,4	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZBC=89.14 77
с 3 СТУПЕНЬЮ	РУ	101,3		УЗ-КЗ Х 6		ZBC(Б)=65.70 77
XУ=227.3	ФМЧ	77		Защ Б работает		
РУ=113.5	Ф2	-22		Zкз<Zсз - расчет		
T=5.50	Ф3	120		уст-ки по Кт=1.000		
ФМЧ 77	AL	0		Zр=233.39 77		
AL 0						
Ф2 -22						
Ф3 120						
защита 132						
БЭ2704						
(10-6)						
ЭЛ:ВЛ ТЫНДА-Д						
ИПКУН						
ПС:1С-220 ДИП						
КУН						
ЧУВСТВИНОСТЬ	XУ	192,4	2,21	ВИД-КЗ АВ		ZAB=89.14 77
	РУ	101,3	477	УЗЕЛ-КЗ 6		IAB=1071 -48

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Продолжение таблицы ПЗ(3)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 18.03.2021 Время - 17:17:22						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 3		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	1,68			
	Ф3	120				
	ХВТ	10,5				
	РВТ	5,53				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	ЛТР	0,5	17,9			
	б)примечание					
Согласование с третьей ступенью обеспечивает чувствительность в зоне						
дальнего резервирования при КЗ на шинах ПС 220 кВ Тында.						
	ХУ	192,4	8,42	ВИД-КЗ АВ		ZAB=23.44 77
	РУ	101,3	1805	УЗЕЛ-КЗ 14		IAB=1700 -48
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	1,68			
	Ф3	120				
	ХВТ	10,5				
	РВТ	5,53				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	ЛТР	0,5	28,3			
	7)примечание					
Согласование с третьей ступенью обеспечивает чувствительность в зоне						
ближнего резервирования при КЗ на шинах ПС 220 кВ Дипкун.						
	ХУ	192,4	0,31	ВИД-КЗ АВ		ZAB=611.24 89
	РУ	101,3	0,78	УЗЕЛ-КЗ 16		IAB=318 -57
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	0,31			
	Ф3	120				
	ХВТ	10,5				
	РВТ	5,53				

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Продолжение таблицы ПЗ(3)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 18.03.2021 Время - 17:17:22						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 3		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	ЛТР	0,5	5,3			
8)примечание						
Чувствительность в зоне дальнего резервирования за трансформатором не обеспечивается.						
НАГРУЗКА	ХУ	192,4	1,26		КН=1.20 КВРТ=1.05	ZH=199.47 12
	РУ	101,3	Котс=		P=192.0 Q=42.0	
	ФМЧ	77	1,69		УМИН=198.0	
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				
НАГРУЗКА	ХУ	192,4	1,26		КН=1.20 КВРТ=1.05	ZH=281.58 9
	РУ	101,3	Котс=		P=153.0 Q=25.6	
	ФМЧ	77	2,34		УМИН=209.0	
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				
НАГРУЗКА	ХУ	192,4	1,26		КН=1.20 КВРТ=1.05	ZH=150.38 -12
	РУ	101,3	Котс=		P=250.0 Q=-55.0	
	ФМЧ	77	1,52		УМИН=196.2	
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				
НАГРУЗКА	ХУ	192,4	1,26		КН=1.20 КВРТ=1.05	ZH=193.79 -15
	РУ	101,3	Котс=		P=229.0 Q=-62.7	
	ФМЧ	77	1,96		УМИН=214.5	
	Ф2	-22				

Продолжение приложения В
Расчет уставок ДЗ

Продолжение таблицы ПЗ(3)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 18.03.2021 Время - 17:17:22						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704 Ступень 3				
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значе- ние	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
	Ф3	120				
	AL	0				
НАГРУЗКА	XU	192,4	1,26		КН=1.20 КВРТ=1.05	ZH=150.38 -12
	RY	101,3	Котс=		P=250.0 Q=-55.0	
	ФМЧ	77	1,52		УМИН=196.2	
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				
13)примечание						
Выполнена отстройка третьей ступени ДЗ от нагрузочных режимов. Третья						
ступень отстроена от нагрузочных режимов. Вырез нагрузки не требуется.						

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет уставок МТО

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:19:21.
#41

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

14 3-трехфазное КЗ (АВС)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

6-10 Элемент 13 Отключение без заземления элемента

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{па}=229.4/-0$ $Z1=28.024+j127.847$ $Z2=28.024+j127.847$ $Z0=7.978+j98.010$

$I_{сум}$ 1012 102 $I2_{сум}$ 0 0 $3I0_{сум}$ 0 0

$IА_{сум}$ 1012 102 $IВ_{сум}$ 1012 -18 $IС_{сум}$ 1012 -138

$IАВ_{сум}$ 1753 132 $IВС_{сум}$ 1753 12 $IСА_{сум}$ 1753 -108

14-18 IA 1012 102 IB 1012 -18 IC 1012 -138

18-14 IA 1012 -78 IB 1012 162 IC 1012 42

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:20:13.
#45

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

18 3-трехфазное КЗ (АВС)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

34-22 Элемент 5 Отключение и заземление элемента

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{па}=227.0/-0$ $Z1=26.738+j125.219$ $Z2=26.738+j125.219$

$Z0=11.827+j116.617$

$I_{сум}$ 1023 102 $I2_{сум}$ 0 0 $3I0_{сум}$ 0 0

$IА_{сум}$ 1023 102 $IВ_{сум}$ 1023 -18 $IС_{сум}$ 1023 -138

$IАВ_{сум}$ 1773 132 $IВС_{сум}$ 1773 12 $IСА_{сум}$ 1773 -108

14-18 IA 1023 -78 IB 1023 162 IC 1023 42

18-14 IA 1023 102 IB 1023 -18 IC 1023 -138

Продолжение приложения Г
Расчет уставок МТО

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ-Ток качаний Дипкун - Тутаул СЕТЬ-Дипкун - Тутаул ДАТА-
05.04.2021. ВРЕМЯ-18:50:35
ТОК-КАЧ 14-18 Ф=135
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 19/35/36

Подрежим 1
ЭЛЕМЕНТ 19/35/36 (МАКСИМАЛЬНЫЙ ЭКВИВАЛЕНТ)

РАСЧЕТ ТОКА КАЧАНИЯ

Программно построена и записана в рабочую директорию новая сеть с именем: set_t_k.set.

Эта сеть представляет собой эквивалент исходной сети только по прямой последовательности к заданным элементам. При этом расчет эквивалентов нулевой и обратной последовательностей для эквивалентной сети(set_t_k.set)не производился, и для дальнейших расчётов в эквиваленте приняты фиктивные параметры нулевой последовательности $R_0=0$ $X_0=1$.

Кроме того, программно сформировано и записано в рабочую директорию задание на расчет с именем: РАСЧЁТ_ТОКА_КАЧАНИЯ.gkz. По заданию РАСЧЁТ_ТОКА_КАЧАНИЯ.gkz в сети set_t_k.set произведен расчет ТОКА КАЧАНИЯ.

В протоколе это ток II в заданной Вами ветви в приказе ТОК-КАЧ. По сети set_t_k.set можно производить расчёты по программе ТКЗ, которые не затрагивают параметры нулевой последовательности.

ВЕЛИЧИНА *II *U1
ВЕТВЬ 14-18
УЗЕЛ 18
ФОРМУЛА *U1л=U1*SQRT(3)
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 99 0-18 F=0
ИЗМЕНИТЬ 99 0-14 F=135.00

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 99 0-18 F=0
ИЗМЕНИТЬ 99 0-14 F=135.00

Продолжение приложения Г
Расчет уставок МТО

Замеры		
14-18 II	1001.658 / 79.438	183.602 +j 984.687
U1	52.670 / 83.331	6.117 +j 52.314
U1л	91.227/83.331	(10.594+j90.610)
18 U1	51.110 / 57.239	27.658 +j 42.980
U1л	88.524/57.239	(47.904+j74.443)

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тутаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-
19:26:13. #51

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

18-14 ПРОМ УЗП=PRU3 L=0 АВ(0 0) ВС(0 0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

2-37 Отключение без заземления с двух сторон

35-2 Отключение без заземления с двух сторон

2-38 Включение ШСВ

36-2 Включение ШСВ

39-30 Отключение без заземления с двух сторон

40-30 Включение ШСВ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=228.3/-0 Z1=12.319+j58.763 Z2=12.319+j58.763 Z0=9.470+j70.949

Iсум 2195 102 I2сум 0 0 I0сум 0 0

IАсум 2195 102 IВсум 2195 -18 IСсум 2195 -138

IАВсум 3802 132 IВСсум 3802 12 IАСсум 3802 -108

14-18 IА 993 -78 IВ 993 162 IС 993 42

(14-PRU3)

18-14 IА 1202 -78 IВ 1202 162 IС 1202 42

(18-PRU3)

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Расчет уставок ТЗНП

Задание для расчета токовой защиты нулевой последовательности: ВЛ 220 кВ Дипкун – Тугаул

1 ступень ТЗНП

ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=1
ОТСТ КН=1.3
НСМ 1
ВИД-КЗ А0 АВ0
УЗЕЛ-КЗ 14
ПОДРЕЖИМ 1
ПОДРЕЖИМ 2
ЭЛЕМЕНТ 12/10/12/13
ЭЛЕМЕНТ 14/6/8/9

2 ступень ТЗНП

/ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=2 УСТ=0
СОГЛ КН=1.1
*ЧУВС КВ=1
З-Б
ЗАЩ_Б ЗАЩ=132 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=1
НСМ 1
ВЕЕР 13/10
ВИД-КЗ А0
ПОДРЕЖИМ 1
ПОДРЕЖИМ 2
ЭЛЕМЕНТ 10
ПОДРЕЖИМ 3
ЭЛЕМЕНТ 10 14
/
ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=2
ЧУВС КВ=1
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 14
ВИД-КЗ А0
ПОДРЕЖИМ 1
ПОДРЕЖИМ 2
ВКЛ-ШСВ 0 30-40 0 36-2 0 2-38
ОТКЛ 0 2-37 0 39-30

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

ЭЛЕМЕНТ 19/35/36

ЭЛЕМЕНТ 8 4

3 ступень ТЗНП

ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=3 УСТ=0

*ЧУВС КВ=1

СОГЛ КН=1.1

З-Б

ЗАЩ_Б ЗАЩ=132 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=2

НСМ 1

УЗ-КЗ_Х 10

ВИД-КЗ А0

ПОДРЕЖИМ 1

ПОДРЕЖИМ 2

ЭЛЕМЕНТ 10

ПОДРЕЖИМ 3

ЭЛЕМЕНТ 10 14

/ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=3

ЧУВС КВ=1

НСМ 1

УЗЕЛ-КЗ 14

ВИД-КЗ А0

ПОДРЕЖИМ 1

ПОДРЕЖИМ 2

ВКЛ-ШСВ 0 30-40 0 36-2 0 2-38

ОТКЛ 0 2-37 0 39-30

ЭЛЕМЕНТ 19/35/36

ЭЛЕМЕНТ 8 4

4 ступень ТЗНП

/ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=4 УСТ=0

*ЧУВС КВ=1

СОГЛ КН=1.1

З-Б

ЗАЩ_Б ЗАЩ=132 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=4

НСМ 1

УЗ-КЗ_Х 10

ВИД-КЗ А0

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

ПОДРЕЖИМ 1
ПОДРЕЖИМ 2
ЭЛЕМЕНТ 10
ПОДРЕЖИМ 3
ЭЛЕМЕНТ 10 14
/
ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ТЗНП СТУП=4
ЧУВС КВ=1
НСМ 1
УЗЕЛ-КЗ 6 14
ВИД-КЗ А0
ПОДРЕЖИМ 1
ПОДРЕЖИМ 2
ВКЛ-ШСВ 0 30-40 0 36-2 0 2-38
ОТКЛ 0 2-37 0 39-30
ЭЛЕМЕНТ 19/35/36
ЭЛЕМЕНТ 8 4

Таблица П4(1) – Результаты расчета 1 степени ТЗНП

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 31.03.2021 Время - 14:38:20						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип ТЗНП Ступень 1				
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	975	1	ВИД-КЗ А0		3I0=750 -78
				УЗЕЛ-КЗ 14		3U0=90.67 -175
	УСТ	934	1	ВИД-КЗ АВ0		3I0=719 -140
				УЗЕЛ-КЗ 14		3U0=86.89 124
	УСТ	1093	1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 12/10/12/13	3I0=841 -79
				УЗЕЛ-КЗ 14	ЭЛ 14/6/8/9	3U0=101.64 -176
	УСТ	985	1	ВИД-КЗ АВ0	ЭЛ 12/10/12/13	3I0=758 -140
				УЗЕЛ-КЗ 14	ЭЛ 14/6/8/9	3U0=91.61 123

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

Таблица П4(2) – Результаты расчета 2 ступени ТЗНП

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 01.04.2021 Время - 15:06:07						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип ТЗНП		Ступень 2		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВА- НИЕ	УСТ	346	1,1	ВИД-КЗ А0		3I0=314 -76
с 1 СТУПЕНЬЮ				ВЕЕР 13/10		3U0=38.00 -173
610 T=0.05				6-10,0.241		3I0(Б)=610 -80
защита 132				(Лотн лин=0.759)		3U0(Б)=60.01 -175
ТЗНП						
(10-6)						
ЭЛ:ВЛ 220 ТЫН						
ДА-ДИПКУН						
ПС:1С-220 ДИП						
КУН						
	УСТ	458	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10	3I0=416 -77
				ВЕЕР 13/10		3U0=50.34 -174
				6-10,0.318		3I0(Б)=610 -80
				(Лотн лин=0.682)		3U0(Б)=79.51 -176
	УСТ	458	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10 14	3I0=416 -77
				ВЕЕР 13/10		3U0=50.33 -174
				6-10,0.306		3I0(Б)=610 -80
				(Лотн лин=0.694)		3U0(Б)=79.49 -176
Принимаем данные расчетные условия за уставку срабатывания 2 ступени ДЗ. Время срабатывания принимаю 0+0,3+0,5=0,8 с.						
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	458	1,64	ВИД-КЗ А0		3I0=750 -78
PM=ЭЛ/МЕХ	РСР	3	144,6	УЗЕЛ-КЗ 14		3U0=90.68 -175
КТН=2200/1.73	ФМЧ	70				
	УСТ	458	1,57	ВИД-КЗ А0	ВКЛ-ШСВ 0 30-40 0	3I0=720 -78
	РСР	3	144,5	УЗЕЛ-КЗ 14	36-2 0 2-38	3U0=94.30 -175
	ФМЧ	70			ОТКЛ 0 2-37 0	
					39-30	
					ЭЛ 19/35/36	
					ЭЛ 8 4	

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

Таблица П4(3) – Результаты расчета 3 ступени ТЗНП

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 31.03.2021 Время - 14:45:07						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип ТЗНП		Ступень 3		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ	УСТ	377	1,1	ВИД-КЗ А0		3I0=750 -78
с 2 СТУПЕНЬЮ				УЗ-КЗ Х 10		3U0=90.67 -175
300 Т=1.00				Защ Б работает		3I0(Б)=657 105
защита 132				Ikз>Iсз - расчет		3U0(Б)=143.21 - 177
ТЗНП				уст-ки по		
(10-6)				Kт=1.141		
ЭЛ:ВЛ 220 ТЫН						
ДА-ДИПКУН						
ПС:1С-220 ДИП						
КУН						
	УСТ	377	1,1	ВИД-КЗ А0		3I0=343 -76
				УЗ-КЗ Х 10		3U0=41.44 -173
				Z1д=9.91+j43.39		3I0(Б)=300 107
				Z0д=30+j130		3U0(Б)=65.45 - 175
				ВИД-КЗ А0		3I0=343 -76
				УЗ-КЗ Х 10		3U0=41.44 -173
				Защ Б - обратное		3I0(Б)=300 107
				направл мощно-		3U0(Б)=65.45 - 175
				сти		
	УСТ	377	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10	3I0=840 -79
				УЗ-КЗ Х 10		3U0=101.54 -176
				Защ Б работает		3I0(Б)=736 104
						3U0(Б)=160.38 - 178
				Ikз>Iсз - расчет		
				уст-ки по		
				Kт=1.141		
	УСТ	376	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10	3I0=342 -78
				УЗ-КЗ Х 10		3U0=41.39 -174
				Z1д=13.02+j57.00		3I0(Б)=300 106

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

Продолжение таблицы П4(3)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 31.03.2021 Время - 14:45:07						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип ТЗНП Ступень 3				
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ				$Z_{0д}=39+j171$		$3U_0(Б)=65.37 -177$
с 2 СТУПЕНЬЮ						
300 T=1.00				ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10	$3I_0=342 -78$
защита 132				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=41.39 -174$
ТЗНП				Защ Б - обратное		$3I_0(Б)=300 106$
(10-6)				направл мощности		$3U_0(Б)=65.37 -177$
ЭЛ:ВЛ 220 ТЫН						
ДА-ДИПКУН	УСТ	382	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10 14	$3I_0=842 -79$
ПС:1С-220 ДИП				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=101.83 -176$
КУН				Защ Б работает		$3I_0(Б)=728 104$
				$I_{кз}>I_{сз}$ - расчет		$3U_0(Б)=160.84 -178$
				уст-ки по $K_T=1.156$		
	УСТ	382	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10 14	$3I_0=347 -78$
				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=41.97 -174$
				$Z_{1д}=12.80+j56.04$		$3I_0(Б)=300 106$
				$Z_{0д}=38+j168$		$3U_0(Б)=66.29 -177$
				ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10 14	$3I_0=347 -78$
				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=41.97 -174$
				Защ Б - обратное		$3I_0(Б)=300 106$
				направл мощности		$3U_0(Б)=66.29 -177$
Принимаем данные расчетные условия за уставку срабатывания 3 ступени ДЗ. Время срабатывания принимаю 0,8+0,5=1,3 с.						
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	382	1,96	ВИД-КЗ А0		$3I_0=750 -78$
PM=ЭЛ/МЕХ	PCP	3	144,6	УЗЕЛ-КЗ 14		$3U_0=90.68 -175$
КТН=2200/1.73	ФМЧ	70				
	УСТ	382	1,88	ВИД-КЗ А0	ВКЛ-ШСВ 0 30-40 0	$3I_0=720 -78$
	PCP	3	144,5	УЗЕЛ-КЗ 14	36-2 0 2-38	$3U_0=94.30 -175$
	ФМЧ	70			ОТКЛ 0 2-37 0	

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

Продолжение таблицы П4(3)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 31.03.2021 Время - 14:45:07						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип ТЗНП Ступень 3				
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ					39-30	
PM=ЭЛ/МЕХ					ЭЛ 19/35/36	
Ктн=2200/1.73					ЭЛ 8 4	

Таблица П4(4) – Результаты расчета 4 ступени ТЗНП

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 01.04.2021 Время - 15:36:30						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип ТЗНП Ступень 4				
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВА-НИЕ	УСТ	75	1,1	ВИД-КЗ А0		3I0=750 -78
с 4 СТУПЕНЬЮ				УЗ-КЗ X 10		3U0=90.67 -175
60 T=4.00				Защ Б работает		3I0(Б)=657 105
защита 132				Ikз>Iсз - расчет		3U0(Б)=143.21 - 177
ТЗНП (10-6)				уст-ки по Кт=1.141		
ЭЛ:ВЛ 220 ТЫН						
ДА-ДИПКУН						
ПС:1С-220 ДИП						
КУН						
	УСТ	75	1,1	ВИД-КЗ А0		3I0=68 -75
				УЗ-КЗ X 10		3U0=8.28 -172
				Z1д=83+j363		3I0(Б)=60 108

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

Продолжение таблицы П4(4)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 01.04.2021 Время - 15:36:30						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип ТЗНП		Ступень 4		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 4 СТУПЕНЬЮ				$Z_{0д}=249+j1089$		$3U_0(Б)=13.08 -174$
60 Т=4.00				ВИД-КЗ А0		$3I_0=68 -75$
защита 132				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=8.28 -172$
ТЗНП				Защ Б - обратное направл мощно- сти		$3I_0(Б)=60 108$
(10-6)						$3U_0(Б)=13.08 -174$
ЭЛ:ВЛ 220 ТЫН						
ДА-ДИПКУН	УСТ	75	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10	$3I_0=840 -79$
ПС:1С-220 ДИП				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=101.54 -176$
КУН				Защ Б работает		$3I_0(Б)=736 104$
				$I_{кз}>I_{сз}$ - расчет		$3U_0(Б)=160.38 -178$
				уст-ки по $K_T=1.141$		
	УСТ	75	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10	$3I_0=69 -77$
				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=8.28 -174$
				$Z_{1д}=101+j441$		$3I_0(Б)=60 106$
				$Z_{0д}=302+j1324$		$3U_0(Б)=13.09 -176$
				ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10	$3I_0=69 -77$
				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=8.28 -174$
				Защ Б - обратное направл мощно- сти		$3I_0(Б)=60 106$
						$3U_0(Б)=13.09 -176$
	УСТ	76	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10 14	$3I_0=842 -79$
				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=101.83 -176$
				Защ Б работает		$3I_0(Б)=728 104$
				$I_{кз}>I_{сз}$ - расчет		$3U_0(Б)=160.84 -178$
				уст-ки по $K_T=1.156$		
	УСТ	76	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10 14	$3I_0=69 -77$
				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=8.39 -174$

Продолжение приложения Д
Расчет уставок ТЗНП

Продолжение таблицы П4(4)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 01.04.2021 Время - 15:36:30						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92			Тип ТЗНП Ступень 4			
Ветвь 18-14			КТТ 600/5			
Узел			КТН 2200			
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ				$Z_{1д}=100+j437$		$3I_0(B)=60\ 106$
с 4 СТУПЕНЬЮ				$Z_{0д}=300+j1312$		$3U_0(B)=13.25\ -176$
60 T=4.00						
защита 132				ВИД-КЗ А0	ЭЛ 10 14	$3I_0=69\ -77$
ТЗНП				УЗ-КЗ Х 10		$3U_0=8.39\ -174$
(10-6)				Защ Б - обратное		$3I_0(B)=60\ 106$
ЭЛ:ВЛ 220 ТЫН				направл мощно-		$3U_0(B)=13.25\ -176$
ДА-ДИПКУН				сти		
ПС:1С-220 ДИП	УСТ	76	2,06	ВИД-КЗ А0		$3I_0=156\ -73$
КУН	РСР	3	6,28	УЗЕЛ-КЗ 6		$3U_0=18.90\ -170$
КТН=2200/1.73	ФМЧ	70				
	УСТ	76	9,87	ВИД-КЗ А0		$3I_0=750\ -78$
	РСР	3	144,6	УЗЕЛ-КЗ 14		$3U_0=90.68\ -175$
	ФМЧ	70				
	УСТ	76	1,96	ВИД-КЗ А0	ВКЛ-ШСВ 0 30-40 0	$3I_0=149\ -73$
	РСР	3	6,2	УЗЕЛ-КЗ 6	36-2 0 2-38	$3U_0=19.53\ -170$
	ФМЧ	70			ОТКЛ 0 2-37 0	
					39-30	
					ЭЛ 19/35/36	
					ЭЛ 8 4	
Согласование с четвертой ступенью обеспечивает чувствительность в зоне дальнего резервирования при КЗ на шинах ПС 220 кВ Тында.						
	УСТ	76	9,47	ВИД-КЗ А0	ВКЛ-ШСВ 0 30-40 0	$3I_0=720\ -78$
	РСР	3	144,5	УЗЕЛ-КЗ 14	36-2 0 2-38	$3U_0=94.30\ -175$
	ФМЧ	70			ОТКЛ 0 2-37 0	
					39-30	
					ЭЛ 19/35/36	
					ЭЛ 8 4	
Согласование с четвертой ступенью обеспечивает чувствительность в зоне ближнего резервирования при КЗ на шинах ПС 220 кВ Дипкун.						

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Расчет уставок ВЧБ

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:37:02.

#68

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

14-18 ПРОМ УЗП=PRU6 L=0 АВ(0 0) В0(0 0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

37-2 Отключение без заземления с двух сторон

35-2 Отключение без заземления с двух сторон

2-38 Включение ШСВ

36-2 Включение ШСВ

30-39 Отключение без заземления с двух сторон

30-40 Включение ШСВ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=228.0/-0 Z1=12.186+j58.495 Z2=12.186+j58.495 Z0=8.296+j67.405

Iсум 1438 101 I2сум 766 163 I0сум 2021 38

IАсум 2107 103 IВсум 2210 -21 IСсум 0 0

IАВсум 3817 132 IВСсум 2210 -21 IСАсум 2107 -77

14-18 I1 796 -79 I2 427 -17 I0 1304 -143

(14-PRU6)

18-14 I1 643 -79 I2 339 -17 I0 719 -139

(18-PRU6)

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:41:43.

#73

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

14-18 ПРОМ УЗП=PRU6 L=0 АВ(0 0) ВС(0 0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

37-2 Отключение без заземления с двух сторон

35-2 Отключение без заземления с двух сторон

2-38 Включение ШСВ

36-2 Включение ШСВ

30-39 Отключение без заземления с двух сторон

30-40 Включение ШСВ

Продолжение приложения Е
Расчет уставок ВЧБ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U_{па}=228.0/-0 Z₁=12.186+j58.495 Z₂=12.186+j58.495 Z₀=8.296+j67.405

I_{сум} 2204 102 I_{2сум} 0 0 ЗI_{0сум} 0 0

I_{Асум} 2204 102 I_{Всум} 2204 -18 I_{Ссум} 2204 -138

I_{АВсум} 3817 132 I_{ВСсум} 3817 12 I_{САсум} 3817 -108

14-18 II 1222 -78 I₂ 0 0 ЗI₀ 0 0

(14-PRU6)

18-14 II 981 -78 I₂ 0 0 ЗI₀ 0 0

(18-PRU6)

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ-Ток качаний Дипкун - Тутаул СЕТЬ-Дипкун - Тутаул ДАТА-
05.04.2021. ВРЕМЯ-18:51:27
ТОК-КАЧ 14-18 Ф=180
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 19/35/36

Подрежим 1
ЭЛЕМЕНТ 19/35/36 (МАКСИМАЛЬНЫЙ ЭКВИВАЛЕНТ)

РАСЧЕТ ТОКА КАЧАНИЯ

Программно построена и записана в рабочую директорию новая сеть с именем: set_t_k.set.

Эта сеть представляет собой эквивалент исходной сети только по прямой последовательности к заданным элементам. При этом расчет эквивалентов нулевой и обратной последовательностей для эквивалентной сети(set_t_k.set)не производился, и для дальнейших расчётов в эквиваленте приняты фиктивные параметры нулевой последовательности R₀=0 X₀=1.

Кроме того, программно сформировано и записано в рабочую директорию задание на расчет с именем: РАСЧЁТ_ТОКА_КАЧАНИЯ.gkz. По заданию РАСЧЁТ_ТОКА_КАЧАНИЯ.gkz в сети set_t_k.set произведен расчет ТОКА КАЧАНИЯ.

В протоколе это ток II в заданной Вами ветви в приказе ТОК-КАЧ. По сети set_t_k.set можно производить расчёты по программе ТКЗ, которые не затрагивают параметры нулевой последовательности.

Продолжение приложения Е
Расчет уставок ВЧБ

ВЕЛИЧИНА *I1 *U1
 ВЕТВЬ 14-18
 УЗЕЛ 18
 ФОРМУЛА *U1л=U1*SQRT(3)
 ПОДРЕЖИМ 1
 ИЗМЕНИТЬ 99 0-18 F=0
 ИЗМЕНИТЬ 99 0-14 F=180.00

 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
 ПОДРЕЖИМ 1

ИЗМЕНИТЬ 99 0-18 F=0
 ИЗМЕНИТЬ 99 0-14 F=180.00

Замеры

14-18 I1	1082.069 / 101.755	-220.438 +j 1059.377
U1	13.604 / 177.294	-13.589 +j 0.642
U1л	23.562/177.294	(-23.536+j1.112)
18 U1	11.769 / 0.731	11.768 +j 0.150
U1л	20.384/0.731	(20.382+j0.260)

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
 ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тутаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:48:13.

#91

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

14 1-однофазное КЗ (А0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

27-26 Элемент 4 Отключение без заземления элемента

23-24 Элемент 6 Отключение и заземление элемента

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

 Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=228.0/-0 Z1=12.186+j58.492 Z2=12.186+j58.492 Z0=9.430+j73.647

I1сум 680 100 I2сум 680 100 I0сум 2040 100

IАсум 2040 100 IВсум 0 0 IСсум 0 0

IАВсум 2040 100 IВСсум 0 0 IАсум 2040 -80

14-18 I1	307 100	I2	301 100	I0	603 103
18-14 I1	307 -80	I2	301 -80	I0	603 -77

Продолжение приложения Е
Расчет уставок ВЧБ

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:48:48.

#92

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

18 1-однофазное КЗ (А0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

15-14 Элемент 10 Отключение без заземления элемента

7-9 Элемент 14 Отключение и заземление элемента

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{па}=228.3/-0$ $Z1=12.319+j58.761$ $Z2=12.319+j58.761$ $Z0=10.532+j76.552$

$I_{сум}$ 668 100 $I2_{сум}$ 668 100 $3I0_{сум}$ 2005 100

$IА_{сум}$ 2005 100 $IВ_{сум}$ 0 0 $IС_{сум}$ 0 0

$IАВ_{сум}$ 2005 100 $IВС_{сум}$ 0 0 $IСА_{сум}$ 2005 -80

14-18 II 298 -80 I2 304 -80 3I0 724 -78

18-14 II 298 100 I2 304 100 3I0 724 102

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:52:27.

#102

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

14 1-однофазное КЗ (А0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{па}=228.0/-0$ $Z1=12.186+j58.492$ $Z2=12.186+j58.492$ $Z0=8.290+j67.386$

$I_{сум}$ 703 100 $I2_{сум}$ 703 100 $3I0_{сум}$ 2109 100

$IА_{сум}$ 2109 100 $IВ_{сум}$ 0 0 $IС_{сум}$ 0 0

$IАВ_{сум}$ 2109 100 $IВС_{сум}$ 0 0 $IСА_{сум}$ 2109 -80

14-18 3I0 750 102 3U0 143.22 -177

18-14 3I0 750 -78 3U0 90.68 -175

Продолжение приложения Е
Расчет уставок ВЧБ

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:51:14.
#99

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

18 1-однофазное КЗ (А0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U_{па}=228.3/-0 Z₁=12.319+j58.761 Z₂=12.319+j58.761 Z₀=9.466+j70.936

I_{сум} 688 100 I_{2сум} 688 100 I_{0сум} 2065 100

I_{Асум} 2065 100 I_{Всум} 0 0 I_{Ссум} 0 0

I_{АВсум} 2065 100 I_{ВСсум} 0 0 I_{САсум} 2065 -80

14-18 I₀ 843 -79 I_{U0} 88.75 -175

18-14 I₀ 843 101 I_{U0} 147.75 -177

Задание на расчет Zоткл:

ЗАЩИТА ЗАЩ=92 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=1 ТИП=ВЧБ_ZOTKЛ

*ОТСТ КН=1.5

ЧУВС КВ=1

НСМ 1

УЗЕЛ-КЗ 14

ВИД-КЗ АВ

Таблица П5(1) – Результаты расчета Zоткл

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 01.04.2021			Время - 16:23:55			
СЕТЬ Дипкун - Тугаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУГАУЛ						
ПС 1С-220 ТУГАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704		Ступень 1		
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	ХУ	34,6	1,51	ВИД-КЗ АВ		ZAB=23.44 77
ВЧБ ZOTKЛ	РУ	18,2	324	УЗЕЛ-КЗ 14		IAB=1700 -48
	ФМЧ	77	KЧзр=			

Продолжение приложения Е
Расчет уставок ВЧБ

Продолжение таблицы П5(1)

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 01.04.2021 Время - 16:23:55						
СЕТЬ Дипкун - Тутаул						
ЭЛ ВЛ ДИПКУН-ТУТАУЛ						
ПС 1С-220 ТУТАУЛ						
Защита 92		Тип БЭ2704 Ступень 1				
Ветвь 18-14		КТТ 600/5				
Узел		КТН 2200				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	Ф2	-22	1,5			
ВЧБ ЗОТКЛ	Ф3	120				
	ХВТ	1,89				
	РВТ	0,993				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	ЛТР	0,5	28,3			

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Расчет уставок БК

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:37:02.
#68

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

14-18 ПРОМ УЗП=PRU6 L=0 АВ(0 0) В0(0 0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

37-2 Отключение без заземления с двух сторон

35-2 Отключение без заземления с двух сторон

2-38 Включение ШСВ

36-2 Включение ШСВ

30-39 Отключение без заземления с двух сторон

30-40 Включение ШСВ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=228.0/-0 Z1=12.186+j58.495 Z2=12.186+j58.495 Z0=8.296+j67.405

I1сум 1438 101 I2сум 766 163 I0сум 2021 38

IАсум 2107 103 IВсум 2210 -21 IСсум 0 0

IАВсум 3817 132 IВСсум 2210 -21 IСАсум 2107 -77

14-18 I1 796 -79 I2 427 -17 I0 1304 -143

(14-PRU6)

18-14 I1 643 -79 I2 339 -17 I0 719 -139

(18-PRU6)

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Дипкун - Тугаул ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-19:41:43.
#73

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

14-18 ПРОМ УЗП=PRU6 L=0 АВ(0 0) ВС(0 0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

37-2 Отключение без заземления с двух сторон

35-2 Отключение без заземления с двух сторон

2-38 Включение ШСВ

36-2 Включение ШСВ

30-39 Отключение без заземления с двух сторон

30-40 Включение ШСВ

Продолжение приложения Ж
Расчет уставок БК

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U_{па}=228.0/-0 Z₁=12.186+j58.495 Z₂=12.186+j58.495 Z₀=8.296+j67.405

I_{сум} 2204 102 I_{2сум} 0 0 ЗI_{0сум} 0 0

I_{Асум} 2204 102 I_{Всум} 2204 -18 I_{Ссум} 2204 -138

I_{АВсум} 3817 132 I_{ВСсум} 3817 12 I_{АСсум} 3817 -108

14-18 II 1222 -78 I₂ 0 0 ЗI₀ 0 0

(14-PRU6)

18-14 II 981 -78 I₂ 0 0 ЗI₀ 0 0

(18-PRU6)

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ-Ток качаний Дипкун - Тутаул СЕТЬ-Дипкун - Тутаул ДАТА-
05.04.2021. ВРЕМЯ-18:51:27
ТОК-КАЧ 14-18 Ф=180
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 19/35/36

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 19/35/36 (МАКСИМАЛЬНЫЙ ЭКВИВАЛЕНТ)

РАСЧЕТ ТОКА КАЧАНИЯ

Программно построена и записана в рабочую директорию новая сеть с именем: set_t_k.set.

Эта сеть представляет собой эквивалент исходной сети только по прямой последовательности к заданным элементам. При этом расчет эквивалентов нулевой и обратной последовательностей для эквивалентной сети(set_t_k.set) не производился, и для дальнейших расчётов в эквиваленте приняты фиктивные параметры нулевой последовательности R₀=0 X₀=1.

Кроме того, программно сформировано и записано в рабочую директорию задание на расчет с именем: РАСЧЁТ_ТОКА_КАЧАНИЯ.gkz. По заданию РАСЧЁТ_ТОКА_КАЧАНИЯ.gkz в сети set_t_k.set произведен расчет ТОКА КАЧАНИЯ.

В протоколе это ток II в заданной Вами ветви в приказе ТОК-КАЧ. По сети set_t_k.set можно производить расчёты по программе ТКЗ, которые не затрагивают параметры нулевой последовательности.

Продолжение приложения Ж
Расчет уставок БК

ВЕЛИЧИНА *I1 *U1
ВЕТВЬ 14-18
УЗЕЛ 18
ФОРМУЛА *U1л=U1*SQRT(3)
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 99 0-18 F=0
ИЗМЕНИТЬ 99 0-14 F=180.00

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
ПОДРЕЖИМ 1

ИЗМЕНИТЬ 99 0-18 F=0
ИЗМЕНИТЬ 99 0-14 F=180.00

Замеры

14-18 I1	1082.069 / 101.755	-220.438 +j 1059.377
U1	13.604 / 177.294	-13.589 +j 0.642
U1л	23.562/177.294	(-23.536+j1.112)
18 U1	11.769 / 0.731	11.768 +j 0.150
U1л	20.384/0.731	(20.382+j0.260)

ПРИЛОЖЕНИЕ И
Бланк уставок

ЭКРА | ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
НАУЧНО - ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА»

Бланк уставок
ШКАФ ОСНОВНОЙ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ
С КОМПЛЕКТОМ СТУПЕНЧАТЫХ ЗАЩИТ
ШЭ2607 085

Объект: ПС 220 кВ Тугаул

Присоединение: ВЛ 220 кВ Дипкун - Тугаул
« ____ » _____ 202 ____ г.

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Тип ВЧ защиты ВЧБ
(ДФЗ / НВЧЗ / ВЧБ)

Основные технические данные шкафа

Таблица 1

Номинальное напряжение переменного тока, В	Оперативное напряжение постоянного тока, В	Номинальный ток I _{ном} , А	Дата выпуска	Заводской номер

Название линии: ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул

Название подстанции (станции): ПС 220 кВ Тутаул

Причина выдачи уставок: Модернизация РЗА

Уставки ПО тока, напряжения и ИО сопротивления должны быть заданы в первичных величинах.

Допустимый диапазон уставок приведен во вторичных величинах и при проверке нахождения уставок в заданном диапазоне следует производить расчет по формулам:

$$I_{\text{ВТОР}} = I_{\text{ПЕРВ}} / K_{\text{ТТ}}, \quad U_{\text{ВТОР}} = U_{\text{ПЕРВ}} / K_{\text{ТН}}, \quad Z_{\text{ВТОР}} = Z_{\text{ПЕРВ}} / (K_{\text{ТН}} / K_{\text{ТТ}})$$

ТТ, ТН

Таблица 2 - Первичная/вторичная величина датчиков аналоговых входов

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
050201	Первичная величина датчика аналогового входа Ia В1 (0.001-1000000.000), А [шаг 0.001]	1000.000	600
050202	Вторичная величина датчика аналогового входа Ia В1 (1-5), А [шаг 0.1]	5	5
050203	Первичная величина датчика аналогового входа Ia В2 (0.001-1000000.000), А [шаг 0.001]	1000.000	600
050204	Вторичная величина датчика аналогового входа Ia В2 (1-5), А [шаг 0.1]	5	5
050205	Первичная величина датчика аналогового входа 3I0// (0.001-1000000.000), А [шаг 0.001]	1000.000	600
050206	Вторичная величина датчика аналогового входа 3I0// (1-5), А [шаг 0.1]	5	5
050207	Первичная величина датчика аналогового входа Ua (0.001-1000000.000), В [шаг 0.001]	110000.000	22000
050208	Вторичная величина датчика аналогового входа Ua (0.001-1000000.000), В [шаг 0.001]	100.000	100
050209	Первичная величина датчика аналогового входа Уни (0.001-1000000.000), В [шаг 0.001]	110000.000	22000
050210	Вторичная величина датчика аналогового входа Уни (0.001-1000000.000), В [шаг 0.001]	173.195	173.195

Таблица 3 - ТТ

Номер сигнала	Наименование параметра	По умолчанию	Значения
050251	ТТ В2 (используется, не используется)	используется	используется
050253	ТТ 3I0 // линии (используется, не используется)	используется	не используется

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 3

Номер сигнала	Наименование параметра	По умолчанию	Значения
050257	Обнуление ТТ В1	-	-
050258	Обнуление ТТ В2	-	-

Таблица 4 - ТН

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
050261	Базовый вектор (U1, Ua, Uab, U1/2L)	Ua		Ua	
050271	Особая фаза в схеме ТН (А, В, С)	А		А	
050272	Направление векторов звезды и треугольника ТН (совпадает, не совпадает)	совпадает		-	
050273	Напряжение 3U0 (от треугольника, от звезды)	от звезды		-	
050274	Модуль подстройки U ШОН (0.001 .. 10.000)	1.000		-	
050275	Угол подстройки U ШОН (-180.00 .. 180.00) , ° [шаг 0.01]	0.00		-	
050277	Уср ПО минимального напряжения от ШОН (10.0-80.0) , В [шаг 0.1]	44000	40.0	88 000	-
050287	Уср ПО минимального напряжения шин (10.0-80.0) , В [шаг 0.1]	44000	40.0	88 000	-
050301	Иср ПО I2 БНН (0.05-1.00) Iном, А [шаг 0.01]	100.00	0.50	-	-
050302	Уср ПО U2 БНН (2.0-60.0) , В [шаг 0.1]	6600.0	6.0	-	-

Таблица 5 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
050305	XB1_ТН Место установки трансформатора напряжения (на шинах, на линии)	на шинах	на шинах
050307	XB2_ТН Контроль ускорен.при вкл. В от напряжения на линии (не предусмотрен, ШОН, РН на линии)	не предусмотрен	не предусмотрен
050308	XB3_ТН Цепь напряжения разомкнутого треугольника (используется, не используется)	используется	-
050309	XB4_ТН Ввод ускорения при вкл.В (от РПО, внешний)	от РПО	-

Таблица 6 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
050331	DT1_ТН Время ввода ускорения при вкл.В (0.5 .. 2.0) , с [шаг 0.1]	0.7	1.0

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Параметры линии

Таблица 7 - Параметры линии

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
050341	Длина линии Lл (0.00 .. 10000.00) ,км [шаг 0.01]	100.00		53.26	
050343	Удельное активное сопротив.прямой последовательности (0.0001-100.00) /Ином,Ом/км [шаг 0.0001]	0.0980	0.0178	0.0980	-
050344	Удельное реактивное сопротив.прямой последовательности (0.0001-100.00) /Ином,Ом/км [шаг 0.0001]	0.4220	0.0767	0.4290	-
050346	Удельное активное сопротив.нулевой последовательности (0.0001-100.00) /Ином,Ом/км [шаг 0.0001]	0.2480	0.0451	0.2940	-
050347	Удельное реактивное сопротив.нулевой последовательности (0.0001-100.00) /Ином,Ом/км [шаг 0.0001]	1.1790	0.2144	1.2870	-
050348	Удельное активное сопротив.взаимоинд.нулевой послед.гОМ с //ВЛ (0.0001-100.00) /Ином,Ом/км [шаг 0.0001]	0.0940	0.0171	0.0020	-
050349	Удельное реактивное сопротив.взаимоинд.нулевой послед.хОМ с //ВЛ (0.0001-100.00) /Ином,Ом/км [шаг 0.0001]	0.3160	0.0575	0.0020	-

Запрет ВЧ

Таблица 8 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
102201	XB1_ВЧ3 Запрет пуска ВЧ от МЗЛ (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-

ДФЗ (не используется)

Таблица 9 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
103201	Иср ПО 3I0, блокирующий (0.10-1.00) Ином,А [шаг 0.01]	750.00	3.75		
103202	Иср ПО 3I0, отключающий (0.20-2.00) Ином,А [шаг 0.01]	1500.00	7.50		
103203	Иср ПО I2, блокирующий (0.05-0.50) Ином,А [шаг 0.01]	250.00	1.25		
103204	Иср ПО I2, отключающий (0.10-1.00) Ином,А [шаг 0.01]	500.00	2.50		
103205	Иср ПО Iл (AB), блокирующий (0.20-4.00) Ином,А [шаг 0.01]	750.00	3.75		
103206	Иср ПО Iл (AB), отключающий (0.40-8.00) Ином,А [шаг 0.01]	1500.00	7.50		
103207	Иср ПО DI2, блокирующий (0.040-1.500) Ином,А [шаг 0.001]	99.996	0.500		
103208	Иср ПО DI2, отключающий (0.060-2.500) Ином,А [шаг 0.001]	299.998	1.500		

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 9

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
103209	Иср ПО DI1, блокирующий (0.080-3.000) /ном,А [шаг 0.001]	399.984	2.000		
103210	Иср ПО DI1, отключающий (0.120-5.000) /ном,А [шаг 0.001]	1199.99	6.000		

Таблица 10 - Уставки ОМ, ОСФ

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
103251	Коэффициент К комбинированного фильтра (4.00 .. 10.00)	8.00	
103252	Угол блокировки защиты (40.00 .. 65.00) ,° [шаг 0.01]	60.00	
103253	Удлинение сигнала ВЧ приемника (0.00 .. 2.40) ,мс [шаг 0.01]	0.00	

Таблица 11 - Уставки РС

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
103301	Хуст ИО Z, отключающий (1.000-250.000) /ном,Ом [шаг 0.001]	22.000	4.000		
103302	Руст ИО Z, отключающий (1.000-250.000) /ном,Ом [шаг 0.001]	11.000	2.000		
103303	Наклон ИО Z, отключающий (45.00 .. 89.00) ,° [шаг 0.01]	70.00			
103304	Хуст ИО Z, ответвления (1.000-250.000) /ном,Ом [шаг 0.001]	22.000	4.000		
103305	Руст ИО Z, ответвления (1.000-250.000) /ном,Ом [шаг 0.001]	11.000	2.000		
103306	Наклон ИО Z, ответвления (45.00 .. 89.00) ,° [шаг 0.01]	70.00			

Таблица 12 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
103351	DT1_ДФЗ Задержка сигнала отключения (0.001 .. 0.150) ,с [шаг 0.001]	0.020	

Таблица 13 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
103401	XB1_ДФЗ Работа на ВЛ с ответвлениями (предусмотрена, не предусмотрена)	не предусмотрена	
103402	XB2_ДФЗ Блокировка режима с ответвлениями (не предусмотрена, при неисправности цепей U)	при неисправности цепей U	
103403	XB3_ДФЗ Работа в сети с тяговой нагрузкой (предусмотрена, не предусмотрена)	не предусмотрена	

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 13

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
103404	XB4_ДФЗ Пуск ВЧ при выводе защиты (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	
103405	XB5_ДФЗ Сигнализация пуска на отключение (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	
103406	XB6_ДФЗ ПО DI (выведен, в работе)	в работе	
103407	XB7_ДФЗ ПО IO (выведен, в работе)	выведен	

Таблица 14 - Совместная работа с другим типом ДФЗ

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
103451	Совместная работа с другим МП ДФЗ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	
103452	Совместная работа с ЭМ ДФЗ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	
103453	Тип ЭМ ДФЗ (ДФЗ-201, ДФЗ-504)	ДФЗ-201	
103454	Инверсия выхода ОМ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	
103455	Доворот (I1+kI2) на угол (ДФЗ-201) (5°, 0°, -5°, -10°, -15°)	0°	
103456	Доворот (I1+kI2) на угол (ДФЗ-504) (-30.00 .. 30.00) , ° [шаг 0.01]	0.00	

НВЧЗ (не используется)

Таблица 15 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
104201	I _{ср} ПО I2, блокирующий (0.025-0.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	250.000	1.250		
104202	I _{ср} ПО I2, отключающий (0.05-1.00) I _{ном} ,А [шаг 0.01]	500.00	2.50		
104203	I _{ср} ПО It2, пускающий БК (0.025-0.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	250.000	1.250		
104204	I _{ср} ПО It2, отключающий (0.05-1.00) I _{ном} ,А [шаг 0.01]	500.00	2.50		
104205	Коэффициент торможения ПО тока It2 от и It2 пуск (0.00 .. 0.15)	0.10			
104206	I _{ср} ПО 3I0, отключающий (0.05-3.20) I _{ном} ,А [шаг 0.01]	1500.00	7.50		
104207	I _{ср} ПО DI2, блокирующий (0.040-1.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	99.996	0.500		
104208	I _{ср} ПО DI2, отключающий (0.060-2.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	299.998	1.500		
104209	I _{ср} ПО DI1, блокирующий (0.080-3.000) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	399.984	2.000		
104210	I _{ср} ПО DI1, отключающий (0.120-5.000) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	1199.99	6.000		

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 15

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
104201	I _{ср} ПО I2, блокирующий (0.025-0.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	250.000	1.250		
104202	I _{ср} ПО I2, отключающий (0.05-1.00) I _{ном} ,А [шаг 0.01]	500.00	2.50		
104203	I _{ср} ПО It2, пускающий БК (0.025-0.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	250.000	1.250		
104204	I _{ср} ПО It2, отключающий (0.05-1.00) I _{ном} ,А [шаг 0.01]	500.00	2.50		
104205	Коэффициент торможения ПО тока It2 от и It2 пуск (0.00 .. 0.15)	0.10			
104206	I _{ср} ПО 3I0, отключающий (0.05-3.20) I _{ном} ,А [шаг 0.01]	1500.00	7.50		
104207	I _{ср} ПО DI2, блокирующий (0.040-1.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	99.996	0.500		
104208	I _{ср} ПО DI2, отключающий (0.060-2.500) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	299.998	1.500		
104209	I _{ср} ПО DI1, блокирующий (0.080-3.000) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	399.984	2.000		
104210	I _{ср} ПО DI1, отключающий (0.120-5.000) I _{ном} ,А [шаг 0.001]	1199.99	6.000		
104211	Уср ПО U2, блокирующий (1.0-2.5) ,В [шаг 0.1]	2200.0	2.0		
104212	Уср ПО U2, отключающий (1.5-5.0) ,В [шаг 0.1]	4400.0	4.0		

Таблица 16 - Уставки РС

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
104251	Хуст ИО Z, блокирующий (1.000-250.000) /I _{ном} ,Ом [шаг 0.001]	22.000	4.000		
104252	Руст ИО Z, блокирующий (1.000-250.000) /I _{ном} ,Ом [шаг 0.001]	11.000	2.000		
104253	Наклон ИО Z, блокирующий (45.00 .. 89.00) ,° [шаг 0.01]	70.00			
104254	Хуст ИО Z, отключающий (1.000-250.000) /I _{ном} ,Ом [шаг 0.001]	22.000	4.000		
104255	Руст ИО Z, отключающий (1.000-250.000) /I _{ном} ,Ом [шаг 0.001]	11.000	2.000		
104256	Наклон ИО Z, отключающий (45.00 .. 89.00) ,° [шаг 0.01]	70.00			
104257	Хуст ИО Z, ответвления (1.000-250.000) /I _{ном} ,Ом [шаг 0.001]	22.000	4.000		
104258	Руст ИО Z, ответвления (1.000-250.000) /I _{ном} ,Ом [шаг 0.001]	11.000	2.000		
104259	Наклон ИО Z, ответвления (45.00 .. 89.00) ,° [шаг 0.01]	70.00			

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Таблица 17 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
104301	DT1_НВЧ3 Время ввода Зот от БК (0.2 .. 1.0),с [шаг 0.1]	0.4	
104302	DT2_НВЧ3 Время вывода Зот от БК (3 .. 12),с [шаг 1]	8	
104303	DT3_НВЧ3 Задержка на срабатывание при работе с ЭМ (0.01 .. 0.20),с [шаг 0.01]	0.01	

Таблица 18 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
104351	XB1_НВЧ3 Работа на ВЛ с ответвлениями (предусмотрена, не предусмотрена)	не предусмотрена	
104352	XB2_НВЧ3 Действие БНН на пуск ВЧ передатчика (не предусмотрено, предусмотрено)	предусмотрено	
104353	XB3_НВЧ3 Работа в сети с тяговой нагрузкой (предусмотрена, не предусмотрена)	не предусмотрена	
104354	XB4_НВЧ3 Пуск ВЧ при выводе защиты (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	
104355	XB5_НВЧ3 Сигнализация пуска на отключение (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	
104356	XB6_НВЧ3 Действие It2 от (не предусмотрено, предусмотрено)	предусмотрено	
104357	XB7_НВЧ3 Ускорение НВЧ3 при вкл.В (не предусмотрено, предусмотрено)	не предусмотрено	
104358	XB8_НВЧ3 Ускоренный возврат БК при откл.В (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	
104359	XB9_НВЧ3 Совместная работа с другим типом НВЧ3 (не предусмотрена, ПДЭ2802, ЭМ НВЧ3)	не предусмотрена	

ВЧБ

Таблица 19 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
105201	Иср ПО 3I0, блокирующий (0.025-30.000) Iном,А [шаг 0.001]	750.000	3.750	80.000	-
105202	Иср ПО 3I0, отключающий (0.050-30.000) Iном,А [шаг 0.001]	1500.000	7.500	160.000	-
105203	Иср ПО DI2, блокирующий (0.040-1.500) Iном,А [шаг 0.001]	99.996	0.500	24.000	-
105204	Иср ПО DI1, блокирующий (0.080-3.000) Iном,А [шаг 0.001]	399.984	2.000	190.000	-
105205	Уср ПО U0, отключающий (2.0-20.0) ,В [шаг 0.1]	2540.5	4.0	8800.0	-
105206	Иср ПО It2, пускающий БК (0.025-0.500) Iном,А [шаг 0.001]	250.000	1.250	250.000	-
105207	Коэффициент торможения ПО тока It2 пуск (0.00 .. 0.15)	0.10		0.10	

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Таблица 20 - Уставки РС

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
105251	Хуст ИО Z, отключающий (1.000-250.000) /Ином,Ом [шаг 0.001]	22.000	4.000	34.600	-
105252	Руст ИО Z, отключающий (1.000-250.000) /Ином,Ом [шаг 0.001]	11.000	2.000	18.200	-
105253	Наклон ИО Z, отключающий (45.00 .. 89.00), ° [шаг 0.01]	70.00		77.00	

Таблица 21 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
105301	DT1_ВЧБ Время ввода Zот от БК (0.2 .. 1.0),с [шаг 0.1]	0.4	0.4
105302	DT2_ВЧБ Время вывода Zот от БК (3 .. 12),с [шаг 1]	8	8
105303	DT3_ВЧБ Задержка останова ВЧ передатчика (0.025 .. 0.100),с [шаг 0.001]	0.100	0.100
105304	DT4_ВЧБ Продление пуска ВЧ передатчика при однофазных КЗ (0.040 .. 0.400),с [шаг 0.001]	0.040	0.040
105305	DT5_ВЧБ Продление сигнала РПО (0.2 .. 2.0),с [шаг 0.1]	0.2	0.2

Таблица 22 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
105351	XB1_ВЧБ Вывод защиты от КЗ на землю при вкл.В (предусмотрен, не предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
105352	XB2_ВЧБ Действие БНН на пуск ВЧ передатчика (не предусмотрено, предусмотрено)	предусмотрено	не предусмотрен
105353	XB3_ВЧБ ПО It2 пуск (выведен, в работе)	выведен	выведен
105354	XB4_ВЧБ Пуск ВЧ при выводе защиты (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-
105355	XB5_ВЧБ Сигнализация пуска на отключение (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	-
105356	XB6_ВЧБ Блокирование действия ДЗ при срабатывании ПО по I0 (не предусмотрено, предусмотрено)	не предусмотрено	предусмотрено
105357	XB7_ВЧБ Блокирование действия ДЗ при срабатывании ПО по U0 (не предусмотрено, предусмотрено)	не предусмотрено	предусмотрено
105358	XB8_ВЧБ Ускоренный возврат БК при откл.В (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	предусмотрено
105359	XB9_ВЧБ Совместная работа с ЭПЗ1643 (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	не предусмотрена

Продолжение приложения И
Бланк уставок

ДЗ

Таблица 23 - Уставки РС(МФ)

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
106201	Хуст ИО Z I ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	13.20	2.40	19.30	-
106202	Руст ИО Z I ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	6.60	1.20	10.20	-
106203	Наклон ИО Z I ст. ДЗ(МФ) (30.00 .. 89.00), ° [шаг 0.01]	70.00		77.00	
106204	Наклон верхней части характеристики ИО Z I ст. ДЗ(МФ) (-45.00 .. 0.00), ° [шаг 0.01]	0.00		-22.00	
106206	Хуст ИО Z II ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	22.00	4.00	59.90	-
106207	Руст ИО Z II ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	11.00	2.00	31.50	-
106208	Наклон ИО Z II ст. ДЗ(МФ) (30.00 .. 89.00), ° [шаг 0.01]	70.00		77.00	
106210	Хуст ИО Z III ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	55.00	10.00	192.40	-
106211	Руст ИО Z III ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	27.50	5.00	101.30	-
106212	Наклон ИО Z III ст. ДЗ(МФ) (30.00 .. 89.00), ° [шаг 0.01]	70.00		77.00	
106214	Хуст ИО Z IV ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	13.20	2.40	3.67	-
106215	Руст ИО Z IV ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	6.60	1.20	3.67	-
106216	Наклон ИО Z IV ст. ДЗ(МФ) (30.00 .. 89.00), ° [шаг 0.01]	70.00		30.00	
106217	Направленность ИО Z IV ст. ДЗ(МФ) (вперед, назад)	вперед		вперед	
106218	Хуст ИО Z V ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	13.20	2.40	3.67	-
106219	Руст ИО Z V ст. ДЗ(МФ) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	6.60	1.20	3.67	-
106220	Наклон ИО Z V ст. ДЗ(МФ) (30.00 .. 89.00), ° [шаг 0.01]	70.00		30.00	
106221	Направленность ИО Z V ст. ДЗ(МФ) (вперед, назад)	вперед		вперед	

Таблица 24 - Уставки РС(З)

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
106231	Хуст ИО Z I ст. ДЗ(З) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	13.20	2.40	19.30	-
106232	Руст ИО Z I ст. ДЗ(З) (1.00-500.00) /Ином, Ом [шаг 0.01]	6.60	1.20	10.2	-
106233	Наклон ИО Z I ст. ДЗ(З) (30.00 .. 89.00), ° [шаг 0.01]	70.00		77.00	

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Таблица 24 - Уставки РС(3)

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
106251	Коррект. множитель kK _R коэф. компенсации тока 3I0 по R (0.00 .. 3.00)	1.00		1	
106252	Коррект. множитель kK _X коэф. компенсации тока 3I0 по X (0.00 .. 3.00)	1.00		1	

Таблица 25 - Уставки РС

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
106261	Наклон левой части ИО Z (91.00 .. 135.00), ° [шаг 0.01]	115.00		120.00	
106262	Наклон нижней правой части ИО Z (-45.00 .. 0.00), ° [шаг 0.01]	-15.00		-22.00	
106263	Руст нагрузочного режима ИО Z (5.00-500.00) /Ином,Ом [шаг 0.01]	13.20	2.40	101.30	-
106264	Угол выреза нагрузочного режима ИО Z (1 .. 70), ° [шаг 1]	15		1	

Таблица 26 - Орган определяющий вид повреждения

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
106271	Уср ПО РННП (6.00-15.00), В [шаг 0.01]	3810.7	6.00	7621.4	-
106272	Иср 3I0 ПО РТНП (0.05-0.20) /ном,А [шаг 0.01]	100.00	0.50	100.00	-
106273	Коэффициент торможения ПО РТНП (0.000 .. 0.150), о.е. [шаг 0.001]	0.100		0.100	
106274	Иср ПО БТ (1.00-15.00) /ном,А [шаг 0.01]	5000.0	25.00	5000.0	-

Таблица 27 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
106301	DT1_ДЗ Задержка ускор.при вкл.В от ДЗ (0.00 .. 5.00),с [шаг 0.01]	0.50	0.05
106302	DT2_ДЗ Задержка на срабатывание I ст. ДЗ (0.000 .. 15.000),с [шаг 0.001]	0.100	0.050
106303	DT3_ДЗ Задержка на срабатывание II ст. ДЗ с меньшей ВВ (0.05 .. 15.00),с [шаг 0.01]	1.00	0.80
106304	DT4_ДЗ Задержка на срабатывание II ст. ДЗ (0.05 .. 15.00),с [шаг 0.01]	2.00	15.00
106305	DT5_ДЗ Задержка на срабатывание III ст. ДЗ (0.05 .. 15.00),с [шаг 0.01]	4.00	1.30
106306	DT6_ДЗ Задержка на срабатывание IV ст. ДЗ (0.00 .. 15.00),с [шаг 0.01]	0.00	15.00

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 27

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
106307	DT7_ДЗ Задержка на срабатывание V ст. ДЗ (0.00 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	0.00	15.00
106308	DT8_ДЗ Задержка на срабатывание I ст. ДЗ(3) (0.00 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	0.00	15.00
106309	DT9_ДЗ Задержка на срабатывание ст. ДЗ при ОУ (0.05 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	0.10	0.30
106310	DT10_ДЗ Продление сигнала пуска ВЧТО N2 (0.00 .. 0.20) ,с [шаг 0.01]	0.04	-
106312	DT11_ДЗ Задержка на сраб.уск.ДЗ при приеме сигнала ВЧТО N2 (0.00 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	0.00	-

Таблица 28 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
106351	XB1_ДЗ Подхват срабатывания I ст. от ненаправленной II ст. (не предусмотрен, предусмотрен)	предусмотрен	предусмотрен
106352	XB2_ДЗ Контроль действия I ст. ДЗ (или II ст.с меньшей ВВ) (от БКб, от БКм)	от БКб	от БКб
106353	XB3_ДЗ Действие II ст. ДЗ с меньшей выдержкой времени (не предусмотрено, предусмотрено)	предусмотрено	предусмотрено
106354	XB4_ДЗ Ускоряемая ступень ДЗ при вкл.В (не предусмотрена, II ступень, III ступень, настраиваемая ступень)	не предусмотрена	II ступень
106355	XB5_ДЗ Контроль действия III ст. ДЗ (от БК dl/dt, от БНН)	от БК dl/dt	от БК dl/dt
106356	XB6_ДЗ Оперативно ускоряемая ступень ДЗ (I ступень, II ступень, III ступень, настраиваемая ступень)	II ступень	II ступень
106357	XB7_ДЗ Контроль действия ступеней от БНН (не предусмотрен, предусмотрен)	предусмотрен	не предусмотрен
106358	XB8_ДЗ Алгоритм БК (dZ/dt, dl/dt)	dl/dt	dl/dt
106359	XB9_ДЗ IV ст. ДЗ (выведена, в работе)	выведена	выведена
106360	XB10_ДЗ V ст. ДЗ (выведена, в работе)	выведена	выведена
Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
106361	XB11_ДЗ I ст. ДЗ(3) (выведена, в работе)	выведена	выведена
106362	XB12_ДЗ Контроль IV ст. ДЗ (от БКб, от БКм, нет)	нет	нет
106363	XB13_ДЗ Контроль V ст. ДЗ (от БКб, от БКм, нет)	нет	нет
106364	XB14_ДЗ Контроль I ст. ДЗ(3) (от БКб , от БКм)	от БКм	от БКм

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 28

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
106365	XB15_ДЗ Контроль пуска от I(II) ст.ДЗ при приеме ВЧТО N1 (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-
106366	XB16_ДЗ Контроль от ст.ДЗ при приеме сигналов ВЧТО N1,2 (I ступень, II ступень, III ступень)	II ступень	-
106367	XB17_ДЗ Контроль от сигнала БКм при приеме сигнала ВЧТО N1 (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-
106368	XB18_ДЗ Ввод ОУ ДЗ при выводе ВЧЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-
106370	XB20_ДЗ Автоматический ввод Iст. ДЗ(З) при выводе ВЧЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-

БК

Таблица 29 - БК по dl/dt

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
107201	Iср ПО DI2, чувствительный (0.040-1.500) Iном,А [шаг 0.001]	99.996	0.500	24.000	-
107202	Iср ПО DI2, грубый (0.060-2.500) Iном,А [шаг 0.001]	299.998	1.500	226.000	-
107203	Iср ПО DI1, чувствительный (0.080-3.000) Iном,А [шаг 0.001]	399.984	2.000	190.000	-
107204	Iср ПО DI1, грубый (0.120-5.000) Iном,А [шаг 0.001]	1199.99	6.000	254.00	-
107251	DT1_БК Время ввода быстродействующих ступеней от ПО DI чувст (0.20 .. 1.00) ,с [шаг 0.01]	0.60		0.40	
107252	DT2_БК Время ввода быстродействующих ступеней от ПО DI грубый (0.20 .. 1.00) ,с [шаг 0.01]	0.80		0.40	
107253	DT3_БК Время ввода медленнодействующих ступеней от ПО DI (2.00 .. 16.00) ,с [шаг 0.01]	8.00		1.80	

Таблица 30 - БК по dZ/dt

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
107301	Iср ПО по I2 для БК dZ/dt, %I1 (1.0 .. 50.0)	10.0	10.0

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 30

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
107351	Формирование области контроля БК dZ/dt относительно (III ступени, II ступени)	III ступени	III ступени
107401	DT4_БК Время задержки БК dZ/dt (0.001 .. 1.000) ,с [шаг 0.001]	0.050	0.050
107402	DT5_БК Время возврата БК dZ/dt (0.01 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	0.20	0.20

Таблица 31 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
107451	XB1_БК Ускоренный возврат БК при откл.В (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	предусмотрен

ТНЗНП

Таблица 32 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
108201	Иср ПО I ст. ТНЗНП (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	5000.00	25.00	1093.00	-
108202	Иср ПО II ст. ТНЗНП (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	1500.00	7.50	458.00	-
108203	Иср ПО III ст. ТНЗНП (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	500.00	2.50	382.00	-
108204	Иср ПО IV ст. ТНЗНП (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	250.00	1.25	76.00	-
108205	Иср ПО V ст. ТНЗНП (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	250.00	1.25	18000.00	-
108206	Иср ПО VI ст. ТНЗНП (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	250.00	1.25	18000.00	-

Таблица 33 - Уставки РМ

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
108251	Иср ИО М0, блокирующий (0.04-0.50) Ином,А [шаг 0.01]	100.00	0.50	70.00	-
108252	Иср ИО М0, разрешающий (0.04-0.50) Ином,А [шаг 0.01]	200.00	1.00	70.00	-
108253	Уср ИО М0, блокирующий (0.5-5.0) ,В [шаг 0.1]	1270.2	2.0	2540.0	-
108254	Уср ИО М0, разрешающий (0.5-5.0) ,В [шаг 0.1]	2540.5	4.0	2540.0	-
108255	Коэффициент выноса ТН на линию для ИО М0 (0.00 .. 0.50) ,о.е. [шаг 0.01]	0.00		0.00	

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Таблица 34 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
108301	DT1_ТЗ Задержка ускор. при вкл.В от ТНЗНП (0.05 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	0.50	0.05
108302	DT2_ТЗ Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП (0.01 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	0.10	0.05
108303	DT3_ТЗ Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП (0.05 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	1.00	0.80
108304	DT4_ТЗ Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП (0.05 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	2.00	1.30
108305	DT5_ТЗ Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП (0.05 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	3.00	1.80
108306	DT6_ТЗ Задержка на срабатывание V ст. ТНЗНП (0.00 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	0.00	15.00
108307	DT7_ТЗ Задержка на срабатывание VI ст. ТНЗНП (0.00 .. 15.00) ,с [шаг 0.01]	0.00	15.00
108308	DT8_ТЗ Задержка на срабатывание ст. ТНЗНП при ОУ (0.05 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	0.10	0.30
108309	DT9_ТЗ Задержка на сраб.уск.ТНЗНП при приеме сигнала ВЧТО N3 (0.05 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	0.05	-
108310	DT10_ТЗ Продление сигнала пуска ВЧТО N3 (0.00 .. 0.60) ,с [шаг 0.01]	0.04	-
108311	DT11_ТЗ Время ожидания при внешних повреждениях (0.01 .. 0.20) ,с [шаг 0.01]	0.04	-
108312	DT12_ТЗ Задержка пуска ВЧТО N3 при реверсе мощности (0.01 .. 0.20) ,с [шаг 0.01]	0.04	-
108313	DT13_ТЗ Задержка на сраб.уск.ТНЗНП от защиты ПЛ (0.05 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	5.00	-

Таблица 35 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
108351	XB1_ТЗ Автомат.вывод направленности при срабатывании ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
108352	XB2_ТЗ Автомат.вывод направленности в режиме уск. при вкл.В (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	предусмотрен
108353	XB3_ТЗ Контроль направленности I ст. ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	не предусмотрен	предусмотрен
108354	XB4_ТЗ Контроль направленности II ст. ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	не предусмотрен	предусмотрен
108355	XB5_ТЗ Контроль направленности III ст. ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМр, от РНМр или РНМб)	не предусмотрен	РНМр
108356	XB6_ТЗ Контроль направленности IV ст. ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМр, от РНМр или РНМб)	не предусмотрен	РНМр
108357	XB7_ТЗ Отстройка III ст. ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	не предусмотрена
108358	XB8_ТЗ Отстройка IV ст. ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	не предусмотрена

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 35

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
108359	XB9_T3 V ст. ТНЗНП (выведена, в работе)	выведена	выведена
108360	XB10_T3 VI ст. ТНЗНП (выведена, в работе)	выведена	выведена
108361	XB11_T3 Контроль направленности V ст. ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМр, от РНМр или РНМб)	не предусмотрен	не предусмотрен
108362	XB12_T3 Контроль направленности VI ст. ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМр, от РНМр или РНМб)	не предусмотрен	не предусмотрен
108363	XB13_T3 Направленность V ст. ТНЗНП (вперед, назад)	вперед	вперед
108364	XB14_T3 Направленность VI ст. ТНЗНП (вперед, назад)	вперед	вперед
108365	XB15_T3 Отстройка V ст. ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	не предусмотрена
108366	XB16_T3 Отстройка VI ст. ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	не предусмотрена
108367	XB17_T3 Оперативно ускоряемая ступень ТНЗНП (II ступень, III ступень, IV ступень, настраиваемая ступень)	III ступень	III ступень
108368	XB18_T3 Ускоряемая ступень ТНЗНП при вкл.В (не предусмотрена, II ступень, III ступень, настраиваемая ступень)	не предусмотрена	III ступень
108369	XB19_T3 Контроль пуска от ПО IV ст.ТНЗНП при приеме ВЧТО N1 (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-
108370	XB20_T3 Контроль ВЧТО N3 от ПО ст. ТНЗНП (III ступень, IV ступень)	III ступень	-
108371	XB21_T3 Ввод ОУ ТНЗНП при выводе ВЧЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-
108379	XB29_T3 Вывод направленности I ст. ТНЗНП при неиспр.цепей U (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
108380	XB30_T3 Вывод направленности II ст. ТНЗНП при неиспр.цепей U (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
108381	XB31_T3 Вывод направленности III ст. ТНЗНП при неиспр.цепей U (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
108382	XB32_T3 Вывод направленности IV ст. ТНЗНП при неиспр.цепей U (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
108383	XB33_T3 Вывод направленности V ст. ТНЗНП при неиспр.цепей U (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
108384	XB34_T3 Вывод направленности VI ст. ТНЗНП при неиспр.цепей U (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен

Продолжение приложения И
Бланк уставок

ТО

Таблица 36 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
109201	I _{ср} ПО ТО (0.35-50.00) Iном,А [шаг 0.01]	6000.00	30.00	1384.00	-
109202	I _{ср} ПО ТО при вкл.В (0.35-50.00) Iном,А [шаг 0.01]	3000.00	15.00	3000.00	-

Таблица 37 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
109251	DT1_ТО Задержка на срабатывание ТО (0.000 .. 15.000) ,с [шаг 0.001]	0.100	0.050
109252	DT2_ТО Задержка ускор.при вкл.В от ТО (0.05 .. 5.00) ,с [шаг 0.01]	0.50	0.50

Таблица 38 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
109301	XB1_ТО Ускорение ТО при вкл.В (не предусмотрено, предусмотрено)	предусмотрено	не предусмотрен

УРОВ

Таблица 39 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
111201	I _{ср} ПО УРОВ (0.04-0.50) Iном,А [шаг 0.01]	250.00	1.25	40.00	-

Таблица 40 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
111251	DT1_УРОВ Задержка на срабатывание УРОВ (0.10 .. 0.60) ,с [шаг 0.01]	0.30	0.25
111252	DT2_УРОВ Задержка на срабатывание УРОВ 'на себя' (0.01 .. 0.20) ,с [шаг 0.01]	0.02	0.01

Таблица 41 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
111301	XB1_УРОВ Подтверждение пуска УРОВ от сигнала РГВ (предусмотрено, не предусмотрено)	предусмотрено	предусмотрено
111302	XB2_УРОВ Действие УРОВ 'на себя' (не предусмотрено, предусмотрено)	не предусмотрено	предусмотрено
111303	XB3_УРОВ Действие сигнала ВЧТО N1 (с контролем, без контроля)	с контролем	-
111304	XB4_УРОВ Подхват от ПО тока УРОВ (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	предусмотрено

Продолжение приложения И
Бланк уставок

Продолжение таблицы 41

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
111305	XВ5_УРОВ Контроль от сигнала РПО при приеме сигнала ВЧТО N1 (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	-
111306	XВ6_УРОВ Пуск УРОВ при действии ЗНФР (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
111307	XВ7_УРОВ Пуск УРОВ от внутренних защит (не предусмотрен, предусмотрен)	предусмотрен	предусмотрен

МТЗ (не используется)

Таблица 42 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
112201	Иср ПО I ст. МТЗ (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	6000.00	30.00		
112202	ПО I ст. МТЗ (фазные, междуфазные)	фазные			
112203	Иср ПО II ст. МТЗ (0.05-30.00) Ином,А [шаг 0.01]	6000.00	30.00		
112204	ПО II ст. МТЗ (фазные, междуфазные)	фазные			
112251	Уср ПО максимального напряжения по U2 МТЗ (3.00-60.00) ,В [шаг 0.01]	4400.0	4.00		
112252	Уср ПО минимального напряжения МТЗ (10-80) ,В [шаг 0.01]	44000	40		

Таблица 43 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
112301	DT1_МТЗ Задержка на срабатывание I ст. МТЗ (0.00 .. 27.00) ,с [шаг 0.01]	0.10	
112302	DT2_МТЗ Задержка на срабатывание II ст. МТЗ (0.00 .. 27.00) ,с [шаг 0.01]	0.20	

Таблица 44 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
112351	XВ1_МТЗ II ст.МТЗ (не предусмотрена, предусмотрена)	не предусмотрена	
112352	XВ2_МТЗ Контроль I ст. МТЗ от комбинированного ПО напряжения (не предусмотрен, вывод от БНН, перевод без БНН, ввод от БНН)	не предусмотрен	
112353	XВ3_МТЗ Контроль II ст. МТЗ от комбинированного ПО напряжения (не предусмотрен, вывод от БНН, перевод без БНН, ввод от БНН)	не предусмотрен	
112354	XВ4_МТЗ Режим пуска по напряжению (по U мин, по U мин или U2)	по U мин	

Продолжение приложения И
Бланк уставок

ТЗП (не используется)

Таблица 45 - Уставки ПО

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию		Значения	
		Перв	Втор	Перв	Втор
113201	Иср ПО ТЗП ст. на сигнализацию (0.10-2.00) Iном,А [шаг 0.01]	2000.00	10.00		
113202	Иср ПО ТЗП I ст. (0.10-2.00) Iном,А [шаг 0.01]	2000.00	10.00		
113203	Иср ПО ТЗП II ст. (0.10-2.00) Iном,А [шаг 0.01]	2000.00	10.00		
113204	Иср ПО ТЗП III ст. (0.10-2.00) Iном,А [шаг 0.01]	2000.00	10.00		
113205	Иср ПО ТЗП IV ст. (0.10-2.00) Iном,А [шаг 0.01]	2000.00	10.00		
113206	Иср ПО ТЗП V ст. (0.10-2.00) Iном,А [шаг 0.01]	2000.00	10.00		

Таблица 46 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон),размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
113251	DT1_ТЗП Задержка на срабатывание ст. ТЗП на сигнализацию (0.00 .. 840.00) ,с [шаг 0.01]	20.00	
113252	DT2_ТЗП Задержка на срабатывание I ст. ТЗП (0.00 .. 840.00) ,с [шаг 0.01]	20.00	
113253	DT3_ТЗП Задержка на срабатывание II ст. ТЗП (0.00 .. 840.00) ,с [шаг 0.01]	20.00	
113254	DT4_ТЗП Задержка на срабатывание III ст. ТЗП (0.00 .. 840.00) ,с [шаг 0.01]	20.00	
113255	DT5_ТЗП Задержка на срабатывание IV ст. ТЗП (0.00 .. 840.00) ,с [шаг 0.01]	20.00	
113256	DT6_ТЗП Задержка на срабатывание V ст. ТЗП (0.00 .. 840.00) ,с [шаг 0.01]	20.00	

Таблица 47 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
113301	XB1_ТЗП Контроль направленности сигнальной ст. ТЗП от РНМПП (не предусмотрен, в линию, из линии)	не предусмотрен	
113302	XB2_ТЗП Контроль направленности I ст. ТЗП от РНМПП (не предусмотрен, в линию, из линии)	не предусмотрен	
113303	XB3_ТЗП Контроль направленности II ст. ТЗП от РНМПП (не предусмотрен, в линию, из линии)	не предусмотрен	
113304	XB4_ТЗП Контроль направленности III ст. ТЗП от РНМПП (не предусмотрен, в линию, из линии)	не предусмотрен	
113305	XB5_ТЗП Контроль направленности IV ст. ТЗП от РНМПП (не предусмотрен, в линию, из линии)	не предусмотрен	
113306	XB6_ТЗП Контроль направленности V ст. ТЗП от РНМПП (не предусмотрен, в линию, из линии)	не предусмотрен	

Продолжение приложения И
Бланк уставок

ЗНФР

Таблица 48 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
116201	DT1_ЗНФР Задержка на срабатывание ЗНФР (0.25 .. 0.80) ,с [шаг 0.01]	0.25	

Запрет АПВ

Таблица 49 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
151201	XB1_ЗАПВ Запрет АПВ от ускорения при вкл.В (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	предусмотрен
151202	XB2_ЗАПВ Запрет АПВ при ОУ от ДЗ или ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	не предусмотрен
151203	XB3_ЗАПВ Запрет АПВ от ст. ДЗ (не предусмотрен, III ступень, IV ступень, V ступень)	не предусмотрен	не предусмотрен

ОАПВ

Таблица 50 - Уставки времени

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
152331	DT1_ОАПВ Задержка ОТФ при отказе ОАПВ (0.10 .. 1.00) ,с [шаг 0.01]	0.50	

Таблица 51 - Логика работы

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон)	По умолчанию	Значения
152401	XB1_ОАПВ Работа с внешним ОАПВ (предусмотрена, не предусмотрена)	не предусмотрена	
152402	XB2_ОАПВ Перевод на ОТФ при отказе ОАПВ (не предусмотрен, предусмотрен)	не предусмотрен	

ОМП

Таблица 52 - ОМП

Номер сигнала	Наименование параметра (диапазон), размерность [шаг]	По умолчанию	Значения
159201	Функция ОМП (выведена, введена)	выведена	
159203	Выбор линии (однородная ЛЭП, неоднородная ЛЭП 1, неоднородная ЛЭП 2, неоднородная ЛЭП 3, неоднородная ЛЭП 4, неоднородная ЛЭП 5, неоднородная ЛЭП 6, неоднородная ЛЭП 7, неоднородная ЛЭП 8)	однородная ЛЭП	
159204	DT1_ОМП Время задержки подготовки данных ОМП (0.02 .. 0.06) ,с [шаг 0.01]	0.04	

ПРИЛОЖЕНИЕ К Экономический расчет в MathCad 15

Оценка экономической эффективности

$$K_{\text{ТН}} := 880000 \quad K_{\text{БЭ085}} := 330000$$

$$K_{\text{ТТ}} := 230000 \quad K_{\text{БЭ021}} := 330000$$

$$K_{\text{Выкл}} := 4500000 \quad K_{\text{БЭ019}} := 330000$$

$$K_{\text{Раз}} := 3216000 \quad K_{\text{БЭ073}} := 330000$$

Определяем капитальные вложения в устройства на ОРУ:

$$K_{\text{ОРУ}} := K_{\text{ТН}} + K_{\text{ТТ}} + K_{\text{Выкл}} + K_{\text{Раз}} = 8.826 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Определяем капитальные вложения в устройства РЗА :

$$K_{\text{РЗ}} := (K_{\text{БЭ085}} + K_{\text{БЭ021}} + K_{\text{БЭ019}} + K_{\text{БЭ073}}) \cdot 1.45 = 1.914 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Находим суммарные капиталовложения:

$$K_{\text{сумм}} := K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{РЗ}} = 1.074 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Далее необходимо рассчитать амортизационные и эксплуатационные издержки:

Издержки на эксплуатацию релейной защиты:

$$I_{\text{ЭКС}} := 0.007 \cdot 0.9 \cdot K_{\text{сумм}} = 6.766 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}} := 0.04 \cdot K_{\text{сумм}} = 4.296 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Определяем возмещение затрат на электроэнергию, потребляемую устройствами РЗ:

$$W_{\text{рз}} := 4 \cdot 10^{-2} \cdot 8760 = 350.4 \quad \text{кВт}$$

$$I_{\text{W}} := W_{\text{рз}} \cdot 1.82 = 637.728 \quad \text{руб}$$

Расчет прочих расходов:

$$I_{\text{пр}} := 0.3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{W}}) + 0.03 \cdot K_{\text{сумм}} = 4.716 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные издержки:

$$\Sigma I := I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{W}} + I_{\text{пр}} = 9.695 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет ущерба

Капиталовложения на сооружение ЛЭП:

$$K_{\text{ВЛ}} := (1310000 \cdot 53.26 + 110000 \cdot 53.26) \cdot 9.5 = 7.185 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

Вероятность выхода из строя линии электропередачи:

$$q_{\text{ВЛ}} := \frac{0.5 \cdot 11}{8760} = 6.279 \times 10^{-4}$$

Системный ущерб:

$$U_{\text{ВЛ}} := K_{\text{ВЛ}} \cdot q_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{53.26}{100} = 2.403 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Дефицитная мощность

$$P_{\text{деф}} := 0.7 \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot 0.8 = 1.4 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Продолжение приложения К Экономический расчет в MathCad 15

Количество недоотпущенной электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot 8760 \cdot 2.754 \cdot 10^{-4} = 3.378 \times 10^4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Прямой ущерб потребителю:

$$Y_{\text{осн}} := 1.5 \cdot \Delta W_{\text{нед}} = 5.066 \times 10^4$$

Ущерб внезапности:

$$Y_{\text{ВН}} := 0.15 \cdot P_{\text{деф}} = 2.1 \times 10^3$$

Суммарный ущерб потребителю:

$$Y_{\Sigma} := Y_{\text{осн}} + Y_{\text{ВН}} = 5.276 \times 10^4$$

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_{\text{Э}} \quad k_3 := 0.7 \quad T_{\text{год}} := 8760$$

$$T_{\text{Э}} := 1.82 \quad \cos\varphi := 0.8$$

$$S_{\text{ном}} := 25000 \quad n := 2$$

$$S_p := n \cdot S_{\text{ном}} \cdot k_3 = 3.5 \times 10^4$$

$$P_p := S_p \cdot \cos\varphi = 2.8 \times 10^4$$

Переданная энергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{год}} = 2.453 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_{\text{Э}}) \cdot 10^{-3} = 4.464 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_{\text{ЭКС}} + И_{\text{W}} = 6.83 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 3.781 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.20 = 7.562 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{чДД} := \sum \left[\frac{\text{Э}_t}{(1 + E_H)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_{\text{сумм}} = 4.296 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_{\text{сумм}} = 6.444 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложения К Экономический расчет в MathCad 15

$$E_H := 0.05$$

Чистый дисконтированный доход

Первый год:

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -4.364 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_H)^1} = -4.156 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \text{ЧДД}_1 = -4.156 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -6.512 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -6.512 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_H)^2} = -5.907 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -1.006 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 7.047 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_H)^3} = 6.088 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -3.975 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 7.047 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^4} = 5.798 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 1.823 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^5} = 5.522 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 7.344 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^6} = 5.259 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложения К
Экономический расчет в MathCad 15

$$\underline{\text{ЧДД}_6} := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 1.26 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 5.009 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_7} := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 1.761 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 4.77 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_8} := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 2.238 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 4.543 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_9} := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 2.692 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 4.327 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_{10}} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 3.125 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 4.121 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_{11}} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 3.537 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 3.924 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_{12}} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 3.93 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 3.737 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_{13}} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 4.303 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 3.559 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_{14}} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 4.659 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 3.39 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_{15}} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 4.998 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложения К
Экономический расчет в MathCad 15

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{16}} = 3.229 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 5.321 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{17}} = 3.075 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 5.629 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{18}} = 2.928 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 5.921 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{19}} = 2.789 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

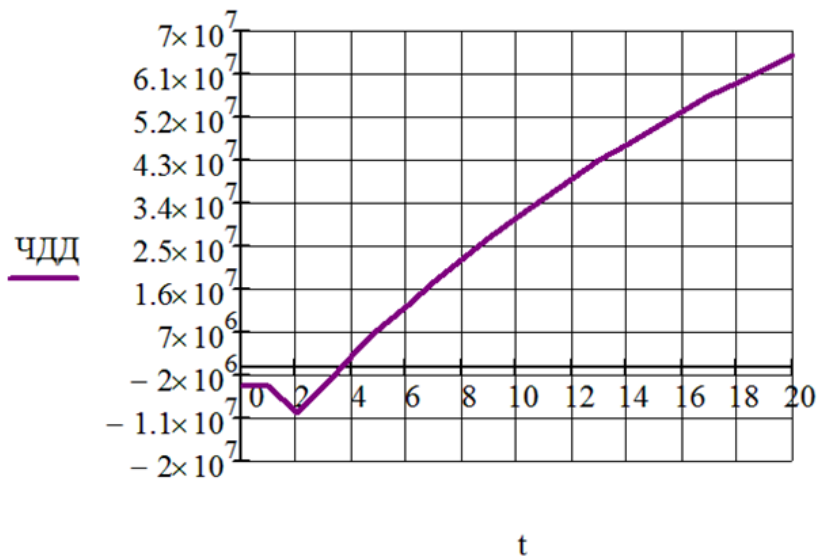
$$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 6.2 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{20}} = 2.656 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 6.466 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

0		Θ_1
1		ЧДД ₁
2		ЧДД ₂
3		ЧДД ₃
4		ЧДД ₄
5		ЧДД ₅
6		ЧДД ₆
7		ЧДД ₇
8		ЧДД ₈
9		ЧДД ₉
10	t :=	ЧДД ₁₀
11		ЧДД ₁₁
12	ЧДД :=	ЧДД ₁₂
13		ЧДД ₁₃
14		ЧДД ₁₄
15		ЧДД ₁₅
16		ЧДД ₁₆
17		ЧДД ₁₇
18		ЧДД ₁₈
19		ЧДД ₁₉
20		ЧДД ₂₀

Продолжение приложения К
Экономический расчет в MathCad 15



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_{\text{сумм}}} + 1 = 7.02$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Простой срок окупаемости:

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -4.364 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -4.364 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -6.512 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.088 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -3.829 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 3.218 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения К
Экономический расчет в MathCad 15

$$\begin{aligned} \text{ЧД}_5 &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_5 &:= \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 1.027 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_6 &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_6 &:= \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 1.731 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_7 &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_7 &:= \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 2.436 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_8 &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_8 &:= \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 3.141 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_9 &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_9 &:= \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 3.846 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{10} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{10} &:= \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 4.55 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{11} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{11} &:= \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 5.255 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{12} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{12} &:= \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 5.96 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{13} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{13} &:= \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 6.665 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{14} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{14} &:= \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 7.369 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{15} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{15} &:= \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 8.074 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{16} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{16} &:= \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 8.779 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{17} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{17} &:= \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 9.484 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб} \\ \text{ЧД}_{18} &:= \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб} \end{aligned}$$

Продолжение приложения К Экономический расчет в MathCad 15

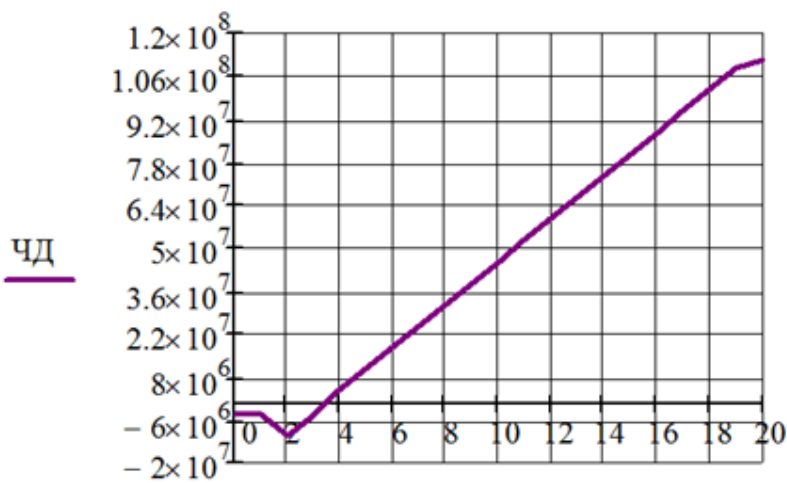
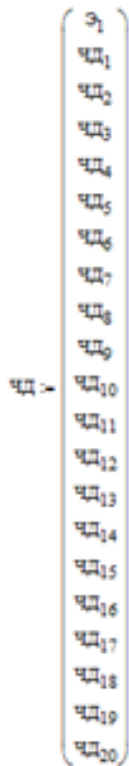
$$\underline{\underline{\text{ЧД}_{18}}} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 1.019 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 7.047 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧД}_{19}}} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 1.089 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 2.656 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧД}_{20}}} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 1.116 \times 10^8 \quad \text{тыс.руб}$$



t

Продолжение приложения К Экономический расчет в MathCad 15

Простой срок окупаемости составит 3,5 года.

Дисконтированный срок окупаемости – продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учетом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 3 года.

Рентабельность

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_{\text{сумм}}} \cdot 100 = -40.636 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_{\text{сумм}}} \cdot 100 = -60.636 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_{\text{сумм}}} \cdot 100 = 65.619 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости при капиталовложениях в 10740000 руб. составит 3,5 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=7,02). Рентабельность проекта составит 65,619% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период - 20 лет).