

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ПС 220 кВ «Просвет» в части замены высоковольтных выключателей 220 кВ

Обучающийся

М.К. Морозов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В данной бакалаврской работе рассмотрены вопросы реконструкции электрической части подстанции 220 кВ Просвет в части замены высоковольтных выключателей 220 кВ. В работе произведено определение баланса и режимов, в результате которого было установлено что ЭЭС на трёхлетнюю перспективу не испытывает дефицита мощности и является избыточной. Выполнен расчёт установившегося электроэнергетического режима для прилегающей сети подстанции. Во всех рассмотренных режимах работы сети передача мощности осуществляется без токовой перегрузки элементов. Определено значение тока короткого замыкания в прилегающей сети. По результатам расчётов токов КЗ при реконструкции присоединений 220 кВ рекомендуется принять к установке выключатель с отключающей способностью не менее 10 кА. Оборудование и ошиновка в цепях 220 кВ были выбраны с учётом наибольшей токовой нагрузки 612 А и проверены на устойчивость к действию тока короткого замыкания. Определены дополнительные нагрузки в сети собственных нужд подстанции. Произведён расчёт токовых цепей трансформатора тока и проверены установленные на подстанции трансформаторы напряжения.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёма 64 страницы, содержит 17 таблиц и 11 рисунков. Список используемых источников содержит 25 наименований, в том числе 5 на английском языке. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Annotation

This bachelor's thesis examines the issues of reconstructing the electrical part of the 220 kV Prosvet substation in terms of replacing 220 kV high-voltage circuit breakers. The work determined the balance and modes, as a result of which it was established that the EPS for a three-year perspective does not experience a power shortage and is redundant. A calculation of the steady-state electrical power regime for the adjacent substation network was carried out. In all considered modes of network operation, power transmission is carried out without current overload of the elements. The value of the short circuit current in the adjacent network is determined. Based on the results of calculations of short-circuit currents when reconstructing 220 kV connections, it is recommended to install a circuit breaker with a breaking capacity of at least 10 kA. Equipment and busbars in 220 kV circuits were selected taking into account the highest current load of 612 A and tested for resistance to short-circuit current. Additional loads in the substation's auxiliary network have been identified. The current circuits of the current transformer were calculated and the voltage transformers installed at the substation were checked.

The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 64 pages, containing 17 tables and 11 figures. The list of sources used contains 25 titles, including 5 in English. The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Определение балансов и режимов.....	9
2 Расчет установившихся электроэнергетических режимов	11
2.1 Расчетная схема прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет	11
2.2 Расчет электроэнергетических режимов	13
2.3 Расчет электроэнергетических режимов для прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет на 2026 год	16
3 Расчет токов короткого замыкания	18
4 Электротехнические решения по реконструкции ПС Просвет	22
4.1 Выбор основного оборудования.....	23
4.2 Выбор высоковольтной ошиновки.....	25
4.4 Кабельное хозяйство.....	31
4.5 Мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости	32
4.6 Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	34
5 Релейная защита и автоматика.....	36
5.1 Общие технические решения.....	36
5.2 Автоматика, управление и сигнализация выключателями.....	39
5.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения ПС 220 кВ Просвет.....	42
5.3.1 Расчет трансформатора тока ТТ 220 Кинельская.....	42
5.3.2 Расчет вторичных цепей трансформатора напряжения 220 кВ.....	51
Заключение	59
Список используемой литературы и источников	62

Введение

Подстанция ПС 220 кВ Просвет расположена на 45 км дороги Самара-Оренбург в 3,5 км на Юго-Запад от поселка Просвет. В непосредственной близости находится база смешения и перекачки нефти и автодорога «Подъезд к г. Оренбургу от автомагистрали М-5 «Урал».

На территории подстанции построен ряд капитальных строений, установлены автотрансформаторы 220/110/6 кВ, проложены кабельные каналы, установлено высоковольтное оборудование, имеются сети систем жизнеобеспечения, наружное и внутреннее ограждение.

Подъезд к ПС 220 кВ Просвет возможен в любое время года, дорожная сеть хорошо развита и представлена подъездными дорогами местного значения. Конструкции дорог обеспечивают перевозку максимальных по массе и габаритам грузов.

Основные характеристики подстанции Просвет приведены в таблице 1.

Таблица 1 – «Основные характеристики подстанции Просвет»

Наименование характеристики	Характеристика объекта
Номинальные напряжения. кВ	220, 110, 10,6
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ОРУ 220 кВ; ОРУ 110 кВ; КРУН 10 кВ; ЗРУ 6 кВ
Тип схемы каждого РУ	ОРУ 220 кВ - Одна рабочая, секционированная выключателем. и обходная системы шин с перемычкой; ОРУ 110 кВ - Две рабочие и обходная система шин; ЗРУ 6 кВ - Две, секционированные выключателями, системы шин
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	220 кВ - 6 ВЛ, 110 кВ - 24 ВЛ, 6 кВ - 36 КЛ
Количество и мощность силовых (авто)трансформаторов, линейных регулировочных / вольтодобавочных трансформаторов» [17]	АД-1 - АТДЦТН-125000/220/110/6; АД-2 - АТДЦТН-125000/220/110/6; С-1-Т - ТДТН-110/35/10; ВДТ-1 - ЛТДН-40000/6; ВДТ-2 - ЛТДН-40000/6

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Характеристика объекта
Система собственных нужд	2 секции шин 0,4 кВ. Трансформаторы собственных нужд: Р1Т - ТМ-630/6/0,4. Р2Т - ТМ-630/6/0,4 Дизель-генератор Daewoo-Dosan (Мощность 592кВт/652кВА), подключенный к 1 секции 0,4 кВ СН
«Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	Одна свинцово-кислотная батарея 2СР-650 состоящая из 115 элементов, с номинальной емкостью 650 Ач» [17]

«ПС 220 кВ Просвет предназначена для электроснабжения промышленных и бытовых потребителей прилегающего района.

На ПС установлены автотрансформаторы АТ-1 и АТ-2 типа - АТДЦТН-125000/220/110/6 мощностью 125 МВА. Трехобмоточный трансформатор С-1-Т типа ТДТН-110/35/10. Линейные регулировочные / вольтодобавочные трансформаторы ВДТ-1 и ВДТ-2 типа ЛТДН-40000/6.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин с перемычкой».

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие и обходная система шин».

ЗРУ 6 кВ выполнено по схеме «Две, секционированные выключателями, системы шин». Изоляция ошиновки ОРУ 220, 110 кВ выполнена с применением стеклянных изоляторов.

Оперативный ток на ПС – постоянный ток, напряжение 220 В.

На ПС два существующих трансформатора собственных нужд, Р1Т - ТМ-630/6/0,4, Р2Т - ТМ-630/6/0,4. Группа соединения обмоток Y/Y_н-0. ЩСН 0,4 кВ находится в ОПУ, выполнен двухсекционным» [17]. 1 секция 0,4 кВ запитана от Р1Т и 2 секция 0,4 кВ запитана от Р2Т. Резервирование питания собственных нужд осуществляется дизель-генератором Daewoo-Dosan (Мощность 592кВт/652кВА), подключенным к 1 секции 0,4 кВ СН.

Подстанция расположена в районе со II степенью загрязнения атмосферы.

«Защита ОРУ 220, 110 кВ от прямых ударов молнии осуществляется при помощи существующих молниеотводов, установленных отдельно и на ячейковых порталах. Защита оборудования от грозовых и внутренних перенапряжений выполнена существующими ограничителями перенапряжений и разрядниками.

По территории ПС контрольные и силовые кабели проложены в кабельных лотках. Основное первичное оборудование на ПС находится в удовлетворительном состоянии» [17]. От ПС отходят 6 линий 220 кВ, 16 линий 110 кВ, 36 линий 6 кВ.

На рисунке 1 изображен заменяемый выключатель В 220 Кинельская.



Рисунок 1 – Заменяемый выключатель В 220 Кинельская

В рамках данной работы рассматриваются следующие мероприятия по реконструкции подстанции:

- замена одного трехфазного комплекта масляного бакового выключателя 220 кВ типа У-220 (диспетчерское наименование: В 220 Кинельская) на элегазовый баковый;
- разработка электротехнических мероприятий, сопутствующих установке нового выключателя 220 кВ;
- «замена существующих устройств РЗА на вновь устанавливаемых выключателях на МП устройства с применением типовых шкафов РЗА ПАО «ФСК ЕЭС»;
- интеграция вновь установленного оборудования в существующую ПТК ССПИ;
- подключение сигналов от вновь устанавливаемого оборудования и устройств РЗА к автономному РАС» [17];
- управление устанавливаемым основным электротехническим оборудованием средствами дистанционного управления.

Основной целью данной бакалаврской работы является повышение надежности подстанции Просвет.

1 Определение балансов и режимов

Планируется замена масляных баковых выключателей на присоединении 220 кВ ПС 220 кВ Просвет. «Для осуществления правильного выбора основного электротехнического оборудования и параметров устройств релейной защиты составляется расчетная схема прилегающей сети рассматриваемой подстанции и производится расчет электроэнергетических режимов.

Для корректного моделирования расчетной схемы сети произведем анализ прогнозных балансов мощности на перспективу 3 лет (2026 год) согласно данным Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019–2025 годы» [16]. Для наглядности данные по динамике баланса мощности с 2021 по 2026 год сведем в нижеследующую таблицу 2.

Таблица 2 – Баланс мощности

Энергосистема Самарской области	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребность	3719	3757	3758	3759	3767	3799
Покрытие	5881,1	5881,1	5881,1	5881,1	5881,1	5881,1

Согласно представленным данным энергосистема Самарской области не испытывает дефицита мощности, более того, она генерирует избыточную мощность, которую передает по сети 110-500 кВ в соседние энергосистемы. В перспективе 3 лет ситуация в энергосистеме Самарской области не изменится, генерация превосходит потребление мощности в данной энергосистеме.

Последние и прогнозируемые изменения конфигурации рассматриваемой сети представлены в нижеследующей таблице 3.

«Представленные изменения конфигурации рассматриваемой сети взяты из Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы» [16].

Таблица 3 – Перечень мероприятий по развитию электросетевых (генерирующих) объектов энергосистемы Самарской области

Мероприятие	Присоединяемая мощность	Демонтируемая мощность	Центр питания	Дата
Вывод из эксплуатации 1 и 3 энергоблока Самарской ГРЭС	–	24 МВт	Самарская ГРЭС	2019 г.
Вывод из эксплуатации 5,6,8 энергоблока Безымянской ТЭЦ	–	94,7 МВт	Безымянская ТЭЦ	2020 г.
Вывод из эксплуатации 7 энергоблока Новокуйбышевской ТЭЦ-1	–	25 МВт	Новокуйбышевская ТЭЦ-1	2020 г.
Ввод в эксплуатацию 3 очереди Самарской СЭС №2	25 МВт	–	Самарская СЭС №2	2019 г.
Ввод в эксплуатацию Самарской СЭС №4	30 МВт	–	Самарская СЭС №4	2020 г.
Модернизация гидроагрегата №20 Жигулевской ГЭС	125,5 МВт	115 МВт	Жигулевская ГЭС	2019 г.
Присоединение новой ПС 110/10 кВ ГПП-7 АО «НкНПЗ»	63 МВт	–	Новокуйбышевская ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	2020 г.
«Реконструкция ПС 220 кВ Кинельская с увеличением трансформаторной мощности	2×200 МВА	2×180 МВА	ПС 220 кВ Кинельская	2025 г.» [16]
Реконструкция ПС 220 кВ Кировская без увеличения трансформаторной мощности	2×250 МВА	2×250 МВА	ПС 220 кВ Кировская	2025 г.
Реконструкция ПС 220 кВ Сызрань без увеличения трансформаторной мощности	2×250 МВА	2×250 МВА	ПС 220 кВ Сызрань	2025 г.

Выводы по разделу.

Выполнен анализ баланса мощности в ЭЭС на трехлетнюю перспективу. Энергосистема Самарской области не испытывает дефицита мощности и является избыточной, отдавая мощность по сетям 110-500 кВ в соседние энергосистемы.

2 Расчет установившихся электроэнергетических режимов

«Для осуществления правильного выбора основного электротехнического оборудования и параметров устройств релейной защиты составляется расчетная схема для прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет. Далее на основе составленной расчетной схемы производится расчет электроэнергетических режимов» [2].

2.1 Расчетная схема прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет

На основе анализа прогнозных балансов мощности, содержащихся в разделе 1 данной бакалаврской работы, и нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в зону Самарского РДУ, была составлена расчетная схема прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет, которая приведена на рисунке 2.

Основным источником мощности расчетной схемы сети принята Балаковская АЭС. Данный источник мощности в расчетной схеме сети представлен сборными шинами с системой бесконечной мощности и является балансирующим узлом. Также расчетная схема сети содержит другие значительные источники мощности: Новокуйбышевская ТЭЦ-1, Новокуйбышевская ТЭЦ-2, Безымянская ТЭЦ и Самарская ТЭЦ. В расчетной схеме сети генераторные блоки указанных ТЭЦ не отображаются, а их генерируемая мощность учитывается на сборных шинах ОРУ-110 кВ данных ТЭЦ. Кроме представленных источников мощности в расчетную схему сети добавлены основные центры питания: ПС 500 кВ Красноармейская, ПС 500 кВ Куйбышевская, ПС 500 кВ Азот (только по сети 220 кВ), а также реконструируемая ПС 220 кВ Просвет и другие ПС 220 кВ питающие нагрузку 110 кВ в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет.

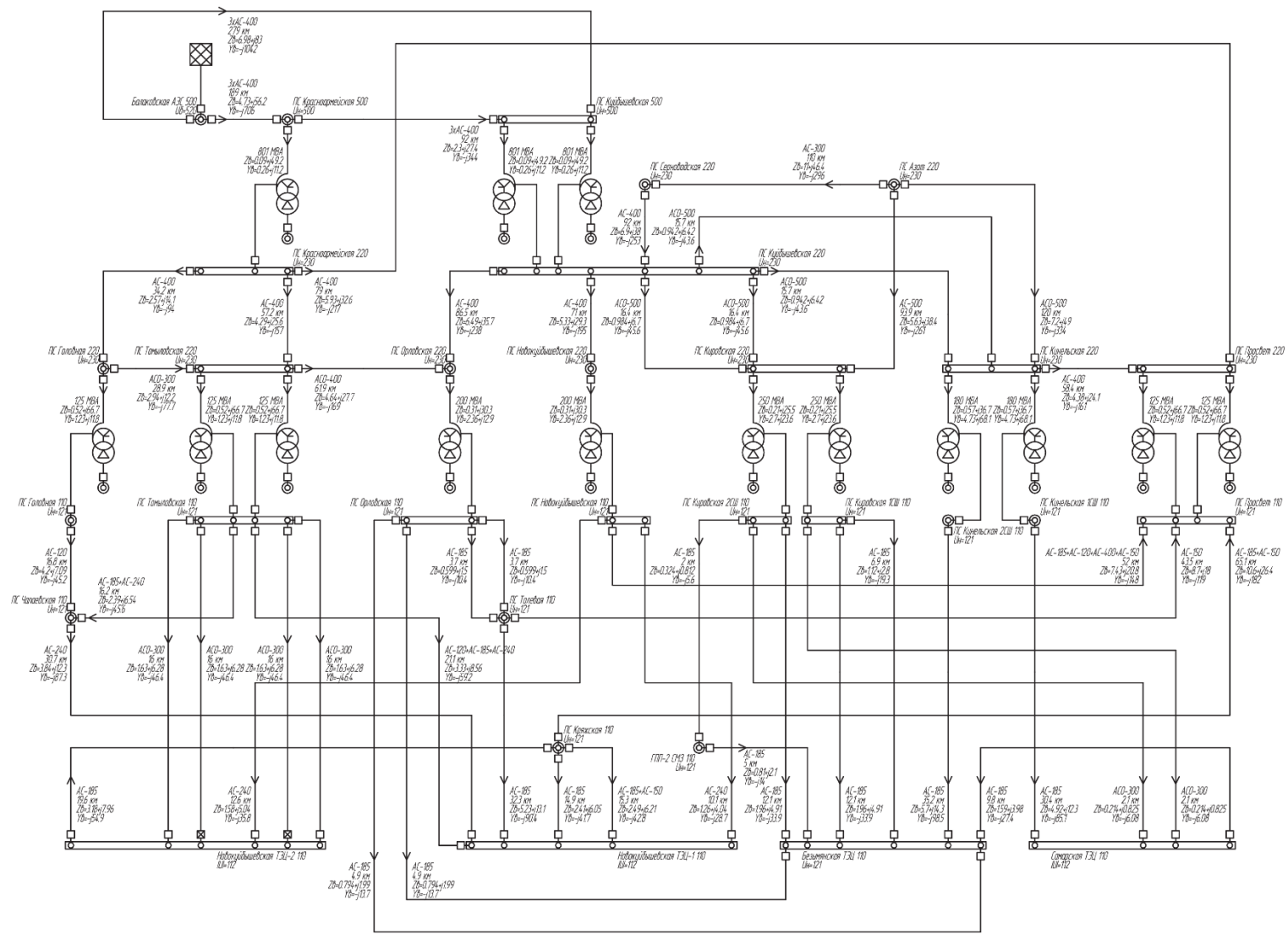


Рисунок 2 - Расчетная схема прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет

Магистральные сети 220 кВ и выше в расчетной схеме сети представлены основными ЛЭП 220-500 кВ связывающими представленными центрами питания с основным источником мощности (Балаковская АЭС), а также между собой.

Распределительная сеть 110 кВ в расчетной схеме сети представлена четырьмя узловыми ПС 110 кВ (ПС 110 кВ Чапаевская, ПС 110 кВ Толевая, ПС 110 кВ Кряжская и ГПП-2 СМЗ), отпаечные и проходные ПС 110 кВ в расчетной схеме сети не указываются, их нагрузка учитывается на сборных шинах ТЭЦ и ПС 110 кВ представленных в расчетной схеме сети. Расчетная схема сети содержит все связи 110 кВ между представленными в расчетной схеме сети ПС 110-220 кВ и ТЭЦ.

«Расчетная схема сети учитывает прогнозируемые изменения конфигурации рассматриваемой сети согласно данным представленным в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019-2025 годы» [16].

2.2 Расчет электроэнергетических режимов

В данном подразделе производится анализ расчета установившихся режимов работы для прилегающей сети 110 кВ и выше ПС 220 кВ Просвет. Анализ производится на перспективу 3 лет, то есть на 2026 год.

Расчетная схема прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет была приведена на рисунке 2. Перечень рассматриваемых режимов для прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет, которые будут рассчитаны в данном подразделе:

- нормальный режим работы сети. Все элементы сети находятся в работе (режим 1);
- ремонтный (послеаварийный) режим работы сети. Ремонт или аварийное отключение АТ-1 ПС 220 кВ Просвет (режим 2);
- ремонтный (послеаварийный) режим работы сети. Ремонт или аварийное отключение АТ-1 ПС 500 кВ Красноармейская (режим 3);

- аварийное отключение в период ремонтного режима работы сети. Аварийное отключение АТ-2 ПС 220 кВ Новокуйбышевская при ремонте АТ-1 ПС 500 кВ Красноармейская (режим 4);
- аварийное отключение в период ремонтного режима работы сети. Аварийное отключение АТ-2 ПС 220 кВ Новокуйбышевская при ремонте АТ-1 ПС 220 кВ Просвет (режим 5);
- аварийное отключение в период ремонтного режима работы сети. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дубовоуметская-2 при ремонте АТ-1 ПС 220 кВ Просвет (режим 6).

«Расчет электроэнергетических режимов выполняется для следующих режимов нагрузки: зимнего максимума, зимнего минимума, летнего максимума и летнего минимума» [8]. Прирост существующей нагрузки взят согласно динамики изменения прироста максимумов потребления мощности Самарской ЭС за 2018–2025 год из «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019–2025 год. При выполнении расчетов электроэнергетических режимов учитывается существующий уровень генерации источников мощности, а также присоединение новых крупных потребителей мощности» [16].

Токовая нагрузка контролируемых элементов сети (основных отходящих ВЛ 110-220 кВ ПС 220 кВ Просвет и АТ на данной ПС) представлена в табличном виде в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Расчет режимов работы сети на период зимнего максимума 2026 года

Контролируемый элемент сети	Идоп*, А	Режимы работы сети					
		1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Красноармейская – Просвет	1000 (1200)	309	259	173	217	254	278
ВЛ 220 кВ Кинельская – Просвет	1000 (1000)	130	66,2	494	612	97,4	88,2
АТ-1 ПС 220 кВ Просвет	313 (375)	224	–	194	227	–	–
АТ-2 ПС 220 кВ Просвет	313 (375)	224	331	194	227	362	372

Продолжение таблицы 4

Контролируемый элемент сети	Идоп*, А	Режимы работы сети					
		1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Дубовоуметская-2	503 (604)	128	201	141	59,4	130	–
ВЛ 110 кВ Самарская-1	581 (581)	59,6	125	146	208	162	198
ВЛ 110 кВ Просвет – Николаевка	630 (630)	55,2	84,5	18,1	46	57,6	149

Таблица 5 - Расчет режимов работы сети на период летнего максимума 2026 года

Контролируемый элемент сети	Идоп*, А	Режимы работы сети					
		1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Красноармейская – Просвет	960 (1184)	313	271	82	109	268	287
ВЛ 220 кВ Кинельская – Просвет	960 (1000)	102	83,1	357	428	80,8	83,3
АТ-1 ПС 220 кВ Просвет	313 (313)	191	–	165	184	–	–
АТ-2 ПС 220 кВ Просвет	313 (313)	191	283	165	184	297	311
ВЛ 110 кВ Дубовоуметская-2	390 (468)	143	190	142	51,6	154	–
ВЛ 110 кВ Самарская-1	450 (450)	45	67,7	89,4	129	86,7	133
ВЛ 110 кВ Просвет – Николаевка	498 (510)	88,8	105	56,7	22,1	90,7	163

В таблице приведен длительно-допустимый (аварийно-допустимый) ток присоединения для температуры окружающей среды +25°С и ниже, с учетом длительно-допустимой (аварийно-допустимой) токовой нагрузки установленного на данном присоединении оборудования и ошиновки.

«Согласно результатам расчетов, производится анализ режимов работы для прилегающей сети 110 кВ и выше ПС 220 кВ Просвет на наличие элементов сети с токовой нагрузкой, превышающей допустимые значения, а также наличие узлов рассматриваемой сети с уровнем напряжения выходящем из диапазона допустимых значений. При выявлении режимов работы с параметрами сети выходящими из зоны допустимых значений

разрабатываются рекомендации и управляющие воздействия, которые приводят параметры сети в область допустимых значений» [9].

2.3 Расчет электроэнергетических режимов для прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет на 2026 год

Анализ результатов расчета показал отсутствие токовой перегрузки на ЛЭП всех уровней напряжений и силовых трансформаторов (автотрансформаторов) рассматриваемых расчетных схем во всех рассматриваемых режимах работы сети периода летних максимальных и минимальных нагрузок. В период зимних максимальных нагрузок токовая перегрузка выявлена у АТ на ПС 220 кВ Просвет.

Рост нагрузки в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет приводит к утяжелению режимов работы сети. Как и в предыдущем рассматриваемом периоде наибольшая токовая нагрузка выявлена у АТ-2 ПС 220 кВ Просвет в режиме работы сети для схемы наложения аварийного отключения ВЛ 110 кВ Дубовоуметская-2 на ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Просвет (режим №6). Токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Просвет в данном режиме работы сети составит 372А (118,8% от длительно-допустимого значения и 99,2% от аварийно-допустимого значения). В период летних максимальных нагрузок данный режим работы сети проходит без токовой перегрузки АТ на ПС 220 кВ Просвет, с токовой нагрузкой оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Просвет равной 311А (99,4% от длительно-допустимого значения).

Наибольшая токовая нагрузка реконструируемого присоединения ВЛ 220 кВ Кинельская – Просвет также увеличится и составит 612А (61,2% от длительно-допустимого значения) в период зимних максимальных нагрузок и 428А (44,6% от длительно-допустимого значения) в период летних максимальных нагрузок для схем наложения аварийного отключения АТ-2 ПС 220 кВ Новокуйбышевская на ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Красноармейская (режим №4).

Результаты расчета показали, что величина напряжения на сборных шинах ПС 110-220 кВ прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет не выходит из диапазона допустимых значений во всех рассматриваемых режимах работы сети.

Выводы по разделу.

«По результатам выполненных расчетов и проведенному анализу электроэнергетических режимов работы прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет на период до 2026 года можно сделать следующий вывод: в период летних максимальных и минимальных нагрузок передача мощности во всех рассматриваемых режимах работы сети осуществляется без токовой перегрузки элементов сети с поддержанием уровня напряжения в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет в диапазоне допустимых значений» [18]. В период зимних максимальных и минимальных нагрузок для снижения токовой нагрузки перегружаемых элементов прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет (АТ на ПС 220 кВ Просвет) до длительно-допустимых значений рекомендуется при возникновении режимов работы сети с токовой перегрузкой выполнить отключение части нагрузки в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет. Для уменьшения объема отключаемой нагрузки рекомендуется не производить ремонтные работы в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет в зимний период.

На данный момент на ПС 220 кВ Просвет отсутствует оборудование АСУ ТП, необходимое для управления устанавливаемым основным электротехническим оборудованием средствами дистанционного управления. Техническая возможность дистанционного управления устанавливаемым оборудованием будет возможна только после установки необходимого оборудования АСУ ТП.

3 Расчет токов короткого замыкания

«На основе нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Самарского РДУ на 2019 год, была составлена расчетная схема сети, которая была приведена на рисунке 2» [5].

Источники мощности с генерацией 1000 МВт и более (Балаковская АЭС, Жигулевская ГЭС, Заинская ГРЭС и ТЭЦ ВАЗа) в расчетной схеме сети представлены источниками бесконечной мощности. Источники мощности с генерацией менее 1000 МВт (Новокуйбышевская ТЭЦ-1, Новокуйбышевская ТЭЦ-2, Безымянская ТЭЦ и Самарская ТЭЦ), за исключением Ульяновской ТЭЦ-2 (из-за значительной удаленности данного источника мощности от рассматриваемых подстанций в расчетной схеме сети он представлен источником бесконечной мощности), в расчетной схеме сети представлены сборными шинами 110 кВ, на которых установлены генераторные блоки. Для более точного расчета значений токов короткого замыкания в расчетную схему сети добавлены источники бесконечной мощности на сборных шинах 220 кВ ПС 220 кВ Бузулукская и ПС 220 кВ Южная, а также на сборных шинах 110 кВ ПС 220 кВ Левобережная. «Данные источники бесконечной мощности эквивалентируют подпитку рассматриваемой сети от других источников мощности, не представленных в расчетной схеме сети» [5].

Расчетная схема сети содержит реконструируемую ПС 220 кВ Просвет и основные центры питания расположенные в прилегающей сети данной подстанции: ПС 500 кВ Красноармейская, ПС 500 кВ Куйбышевская и ПС 500 кВ Азот, а также другие ПС 220 кВ прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет. Магистральные сети 220 кВ и выше в расчетной схеме сети представлены основными ЛЭП 220-500 кВ связывающими представленные центры питания с источниками мощности, а также между собой.

Распределительная сеть 110 кВ в расчетной схеме сети представлена четырьмя узловыми ПС 110 кВ (ПС 110 кВ Чапаевская, ПС 110 кВ Толевая,

ПС 110 кВ Кряжская и ГПП-2 СМЗ); отпаечные и проходные ПС 110 кВ в расчетной схеме сети не отображаются.

«Расчет токов короткого замыкания производится для максимального режима работы сети, при котором все элементы рассматриваемой сети находятся в работе (за исключением выключателей, которые на нормальной схеме электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону РДУ, находятся в отключенном состоянии), включая все генераторные блоки представленных в расчетной схеме сети источников мощности» [7].

Расчетная схема сети на 2021 год по своей конфигурации отличается от нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону РДУ на 2019 год, следующими особенностями:

- выводом из эксплуатации 5,6,8 генераторного блока Безымянской ТЭЦ;
- выводом из эксплуатации 7 генераторного блока Новокуйбышевской ТЭЦ-1.

Расчетная схема сети на 2026 год по своей конфигурации отличается от расчетной схемы сети на 2021 год заменой АТ на ПС 220 кВ Кинельская с увеличением трансформаторной мощности с 2×180 МВА на 2×200 МВА.

«Указанные выше изменения конфигурации рассматриваемой сети взяты из Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы.

Результаты расчета токов короткого замыкания в графическом виде представлены на рисунке 3. Результаты расчета токов короткого замыкания в табличном виде представлены в нижеследующей таблице 6» [16].

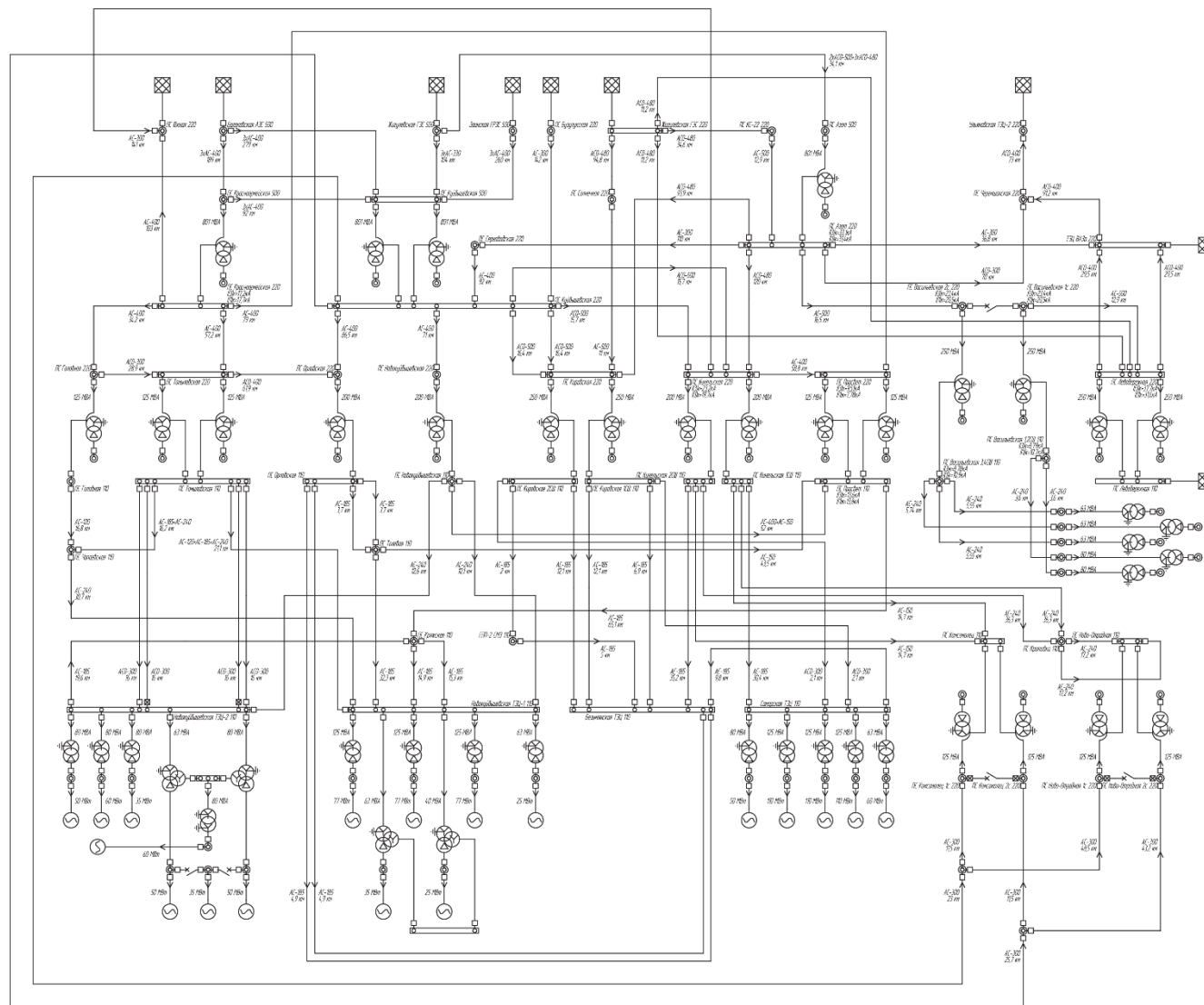


Рисунок 3 – Расчет токов короткого замыкания максимального режима работы сети на 2026 год

Таблица 6 – Значения токов КЗ на 2026 год, полученные расчётные путем

Обозначение узла	Значения токов КЗ на 2026 год, полученные расчётные путем, кА	
	$I_k^{(3)}$	$I_k^{(1)}$
Красноармейская (ПС 500 кВ) – СШ 220 кВ	17,2	17,7
Кинельская (ПС 220 кВ) – СШ 220 кВ	23,2	19,7
Просвет (ПС 220 кВ) – СШ 220 кВ	9,51	7,78
Просвет (ПС 220 кВ) – СШ 110 кВ	13,6	13,8
Азот (ПС 500 кВ) – СШ 220 кВ	33,1	31,4
Левобережная (ПС 220 кВ) – СШ 220 кВ	37,7	31,6

Выводы по разделу.

Согласно результатом расчета токов короткого замыкания при реконструкции присоединений 220 кВ ПС 220 кВ Просвет рекомендуется принять к установке выключатель с отключающей способностью не менее 10 кА.

4 Электротехнические решения по реконструкции ПС Просвет

Присоединения ПС 220 кВ Просвет к энергосистеме остаются существующими и в настоящей работе не рассматриваются.

«Существующие схемы первичных соединений распределительных устройств ПС 220 кВ Просвет:

- ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин с перемычкой»;
- ОРУ 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие и обходная система шин»;
- ЗРУ 6 кВ выполнено по схеме «Две, секционированные выключателями, системы шин».

Схема первичных соединений ОРУ 220 кВ остается без изменений» [17].

На ПС установлены автотрансформаторы АД-1 и АД-2 типа - АТДЦТН-125000/220/110/6 мощностью 125 МВА. Трехобмоточный трансформатор С-1-Т типа ТДТН-110/35/10. Линейные регулировочные / вольтодобавочные трансформаторы ВДТ-1 и ВДТ-2 типа ЛТДН-40000/6.

«Распределительные устройства 220 и 110 кВ выполнены открытыми с применением гибких шин, компоновка типовая. Изоляция ошиновок выполнены из стеклянных изоляторов.

Силовые и контрольные кабели в ОРУ 220 и 110 кВ проложены в кабельных лотках. Оперативный ток на ПС – постоянный ток, напряжение 220 В» [17].

ПС расположена в районе со II степенью загрязнения атмосферы, защита оборудования от набегающих волн перенапряжений осуществляется существующими нелинейными ограничителями перенапряжений и разрядниками.

От ПС отходят 6 линий 220 кВ, 16 линий 110 кВ, 36 линий 6 кВ.

В материалах данной работы рассматривается замена масляного бакового выключателя 220 кВ типа У-220 в цепи 220 Кинельская на элегазовый выключатель.

«В ОРУ 220 кВ предусматривается установка:

- элегазового колонкового выключателя 220 кВ с номинальным током 2000 А, номинальным током отключения 31,5 кА;
- трансформаторов тока 220 кВ с коэффициентами трансформации 1000/1 с классами точности вторичных обмоток 0,2S/0,2/5PR /5PR /5PR/5PR» [17].

4.1 Выбор основного оборудования

«Выбор технических характеристик основного оборудования выполнен по токам короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Просвет, проверка по устойчивости к действию токов короткого замыкания (КЗ). Значения токов КЗ на шинах 220 кВ ПС взяты из раздела 3 и приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные значения максимальных токов короткого замыкания на шинах 220 кВ

ПС	Место КЗ на шинах РУ	Максимальные значения тока КЗ
ПС 220 кВ Просвет	ОРУ-220 кВ	$I_{\text{по.кз}}^3 = 9,51 \text{ кА}$ $I_{\text{по.кз}}^1 = 7,78 \text{ кА}$ » [17]

«Для выбора и проверки устанавливаемого оборудования используются следующие буквенные обозначения величин:

$U_{\text{ном.ру}}$ – номинальное напряжение РУ, кВ;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение оборудования, кВ;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток оборудования, А;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток утяжеленного режима, А;

$I_{\text{авар.}}$ – аварийный ток, А;

$I_{\text{ПО.КЗ}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ, кА;

$I_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ, кА;

$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{\text{НОМ.ВКЛ}}$ – номинальный ток включения выключателя, кА;

$I_{\text{пр.СКВ}}$ – мгновенное значение предельного сквозного тока КЗ, кА;

$I_{\text{т.СТ}}$ – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения тока КЗ, с;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с;

$t_{\text{т.СТ}}$ – время термической стойкости оборудования, с;

$\beta_{\text{НОМ}}$ – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе;

$K_{\text{уд}} = 1,85$ – ударный коэффициент, согласно ГОСТ Р 52735-2007» [5].

Оборудование и ошиновка в цепи 220 кВ Кинельская выбирались с учетом наибольшей токовой нагрузки 612 А ВЛ 220 кВ отходящих от ПС в разных режимах работы сети 220 кВ согласно соответствующего раздела работы.

«Результаты выбора и проверки элегазового выключателя 220 кВ сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка элегазового выключателя 220 кВ

Параметры устанавливаемого оборудования	Требуемые условия	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	\geq	$U_{\text{НОМ.ПУ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	\geq	$I_{\text{раб.макс}} = 612 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	\geq	$I_{\text{ПО.КЗ}} = 9,51 \text{ кА}$
$I_{\text{НОМ.ВКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	\geq	$I_{\text{ПО.КЗ}} = 9,51 \text{ кА}$
$I_{\text{пр.СКВ}} = 80 \text{ кА}$	\geq	$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.КЗ}} \cdot K_{\text{уд}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 9,51 \cdot 1,8 = 24,2 \text{ кА}$
$I_{\text{т.СТ}} \cdot t_{\text{т.СТ}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\geq	$I_{\text{ПО.КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) =$ $= 7,95^2 \cdot (0,15 + 0,05) = 12,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,47) = 65,48 \text{ кА}$	\geq	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.КЗ}} \cdot (1 + e^{-(t_{\text{откл}}/T_{\text{а}})}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 9,51 \cdot (1 + e^{-(0,15/0,05)}) = 14,1 \text{ кА} \text{» [3]}$

«Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 220 кВ сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов тока 220 кВ

Параметры устанавливаемого оборудования	Требуемые условия	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	\geq	$U_{НОМ.РУ} = 220 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	\geq	$I_{РАБ.МАКС} = 612 \text{ А}$
$I_{ПР.СКВ} = 80 \text{ кА}$	\geq	$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО.КЗ} \cdot K_{уд} =$ $= \sqrt{2} \cdot 9,51 \cdot 1,8 = 24,2 \text{ кА}$
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\geq	$I_{ПО.КЗ}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) =$ $= 7,95^2 \cdot (0,15 + 0,05) = 12,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \gg [3]$

4.2 Выбор высоковольтной ошиновки

Для выбора и проверки ошиновки (результаты которой приведены в таблице 10) используются следующие буквенные обозначения величин:

$S_{Т.МІN}$ – минимально допустимое сечение проводника по условию термической стойкости к току короткого замыкания, мм^2 ;

$S_{МЕХ.МІN}$ – минимально допустимое сечение проводника по условию механической прочности согласно таблицы 2.5.5 ПУЭ, $\text{мм}^2 [11]$;

S – номинальное сечение проводника, мм^2 ;

$I_{ДЛ.ДОП}$ – длительно допустимый ток проводника, А;

« $I_{РАБ.МАХ}$ – максимальный рабочий ток утяжеленного режима, А» [23];

C_T – коэффициент термической стойкости для неизолированных проводников.

Таблица 10 – Выбор провода марки АС для ошиновки 220 кВ

Параметры АС 400/51	Условие	Расчетные данные
$I_{ДЛ.ДОП} = 960 \text{ А}$	$>$	$I_{РАБ.МАКС} = 612 \text{ А}$
$S = 400 \text{ мм}^2$	$>$	$S_{Т.МІN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{I_{ПО.КЗ}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)}}{C_T} = \frac{\sqrt{9,51^2 \cdot (0,15 + 0,05)}}{90}$ $= 47 \text{ мм}^2$

4.3 Сеть собственных нужд ПС

«К основным проектируемым электроприемникам собственных нужд переменного тока относятся:

- электрообогрев приводов высоковольтной коммутационной аппаратуры;
- питание электродвигателей высоковольтной коммутационной аппаратуры;
- электрообогрев распределительных шкафов и шкафов зажимов» [1].

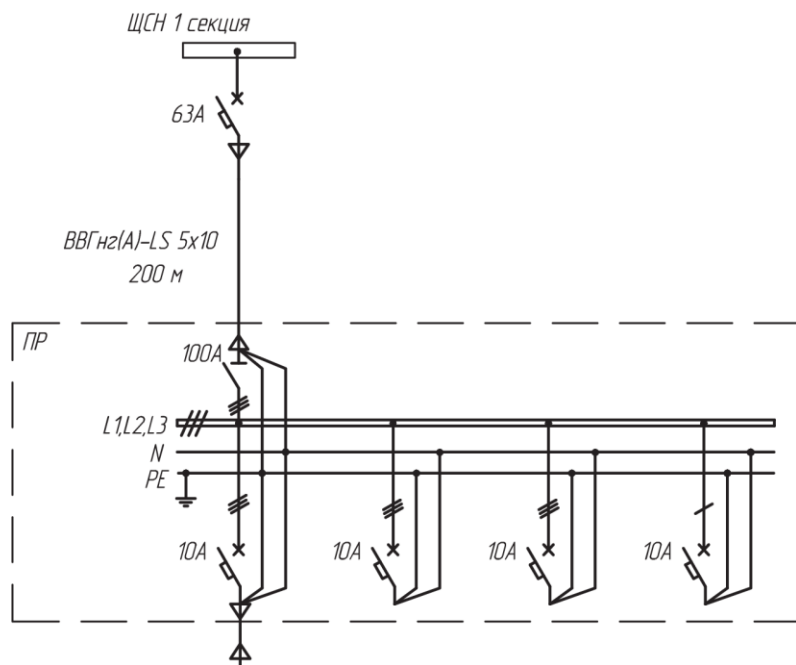
«На ПС два существующих трансформатора собственных нужд, Р1Т - ТМ-630/6/0,4, Р2Т - ТМ-630/6/0,4. Группа соединения обмоток Y/Y_n-0. ЩСН 0,4 кВ находится в ОПУ, выполнен двухсекционным» [17]. 1 секция 0,4 кВ запитана от Р1Т, 2 секция 0,4 кВ от Р2Т. Резервное питания собственных нужд осуществляется дизель-генератором Daewoo-Dosan (Мощность 592кВт/652кВА), подключенная к 1 секции 0,4 кВ СН.

«Для питания приемников и обогрева проектируемого оборудования в ОРУ 220 кВ устанавливаются шкаф питания ПР и шкаф обогрева ШО, подключаемые кабелем на 1 кВ сечением 10 мм².

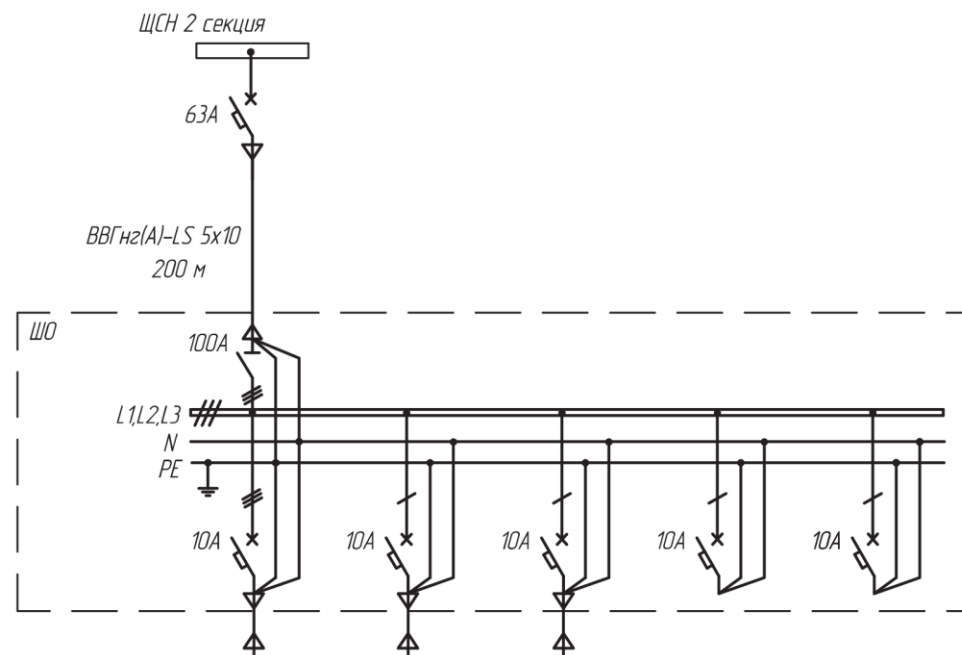
В ЩСН для подключения шкафов ПР и ШО устанавливаются новые автоматические выключатели с номинальным током 63 А» [21]. Схема подключения шкафов ПР и ШО приведена на рисунке 4.

На место демонтируемого сварочного шкафа устанавливаем новый сварочный шкаф, подключаем к новым АВ на 63 А на 1 секцию 0,4 кВ СН кабелем на 1 кВ сечением 10 мм².

«Выполним расчет приемников собственных нужд проектируемого оборудования» [26].



Наименование присоединения	В 220 Кинельская	-	-	-
Назначение	Питание привода выключателя	Резерв	Резерв	Резерв
Марка кабеля	ВВГнг (А) LS-1 5 x 2,5	-	-	-



Наименование присоединения	В 220 Кинельская	Клеммный шкаф	Клеммный шкаф	-	-
Назначение	Обогрев привода выключателя	Обогрев ШЗТТ -60	Обогрев ШЗВ -200	Резерв	Резерв
Марка кабеля	ВВГнг (А) LS-1 5 x 2,5	ВВГнг (А) LS-1 3 x 2,5	ВВГнг (А) LS-1 3 x 2,5	-	-

Рисунок 4 - Схема подключения шкафов ПР и ШО

«Расчетная полная мощность одного приемника собственных нужд рассчитывается по формуле:

$$S_{РАСЧ} = \frac{P_N \cdot K_{СП}}{\cos \varphi},$$

где P_N – установленная активная мощность приемников собственных нужд, кВт;

$K_{СП}$ – коэффициент спроса (одновременности) приемника собственных нужд, о.е.;

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности приемника собственных нужд, о.е.» [2].

«Данные по расчетным нагрузкам приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные нагрузки приемников собственных нужд устанавливаемого оборудования

Приемники собственных нужд	Р единицы, кВт	P_N , кВт	$K_{СП}$, о.е.	$\cos \varphi$, о.е.	$S_{РАСЧ}$, кВА
Питание привода выключателя 220 кВ	1,1	1,1	0,1	0,85	0,13
Обогрев привода выключателя 220 кВ» [1]	0,87	0,87	1	1	0,87
Обогрев шкафов зажимов	0,25	0,25	1	1	0,25
$S_{РАСЧ. \Sigma} =$					1,25

Дополнительная нагрузка 1,25 кВА вновь устанавливаемого оборудования, за вычетом нагрузки демонтируемого оборудования, не перегружает существующие трансформаторы собственных нужд, мощностью 630 кВА.

«Выбор кабеля на длительно допустимый ток и термическую стойкость приведен в таблице 12» [2].

Таблица 12 – Проверка кабеля ВВГнг(А)-LS-1 с сечением 10 мм²

Параметры кабеля	Условие	Расчетные данные
$I_{д.д} = 59 \text{ А}$	\geq	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1,6 \text{ А}$
$S_{\text{min}} = 10 \text{ мм}^2$	\geq	$S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{I_{\text{ПО.КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)}}{C_T} = \frac{\sqrt{4650^2 \cdot (0,04 + 0,01)}}{120} = 8,7 \text{ мм}^2$

За номинальную мощность принимается суммарная мощность нагрузки одной из наиболее нагруженных схем «кольцо» проектируемого оборудования и шкафов.

Расчет тока КЗ (таблица 12) проводился на расстоянии 20 метров от начала проверяемого кабеля с помощью программного комплекса Energy CS Электрика 3.0.0.45 с указанием расчетных максимальных токов КЗ в начале и в конце линии кабеля. Проверялась одна из секций, так как вводные АВ и между секциями ЩСН одностипные. Расчетная модель токов КЗ в сетях 0,4 кВ ПС Просвет приведена на рисунке 5.

«Проверяем кабель на невозгорание по Циркуляру № Ц-02-98(Э).

Находим начальную температуру жилы кабеля (до короткого замыкания):

$$T_n = T_o + (I/I_{д.д.})^2 \cdot (T_{\text{доп}} - T_{o,p}), \quad (1)$$

где T_o – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С;

I – номинальный ток нагрузки, А;

$I_{д.д.}$ – длительно допустимый ток, А;

$T_{\text{доп}}$ - расчетная длительно допустимая температура жилы, °С;

$T_{o,p}$ – расчетная температура окружающей среды.

$$T_n = 25 + (1,6/59)^2 \cdot (70 - 25) = 25 \text{ °С} \gg [20].$$

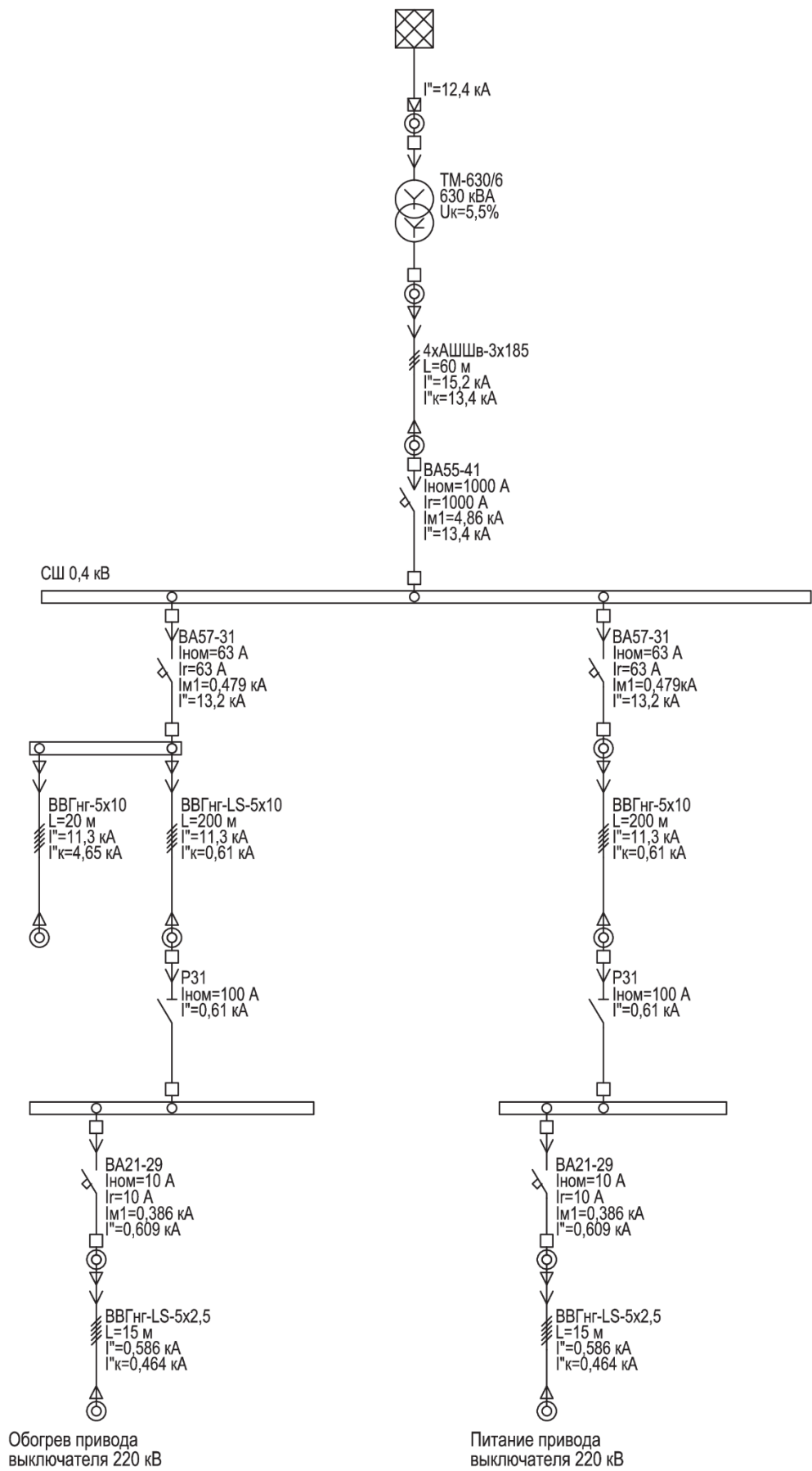


Рисунок 5 - Расчетная модель токов КЗ в сетях 0,4 кВ ПС Промет

Находим коэффициент К:

$$K = b_0 \cdot I_{кз}^2 \cdot t_0 / S^2, \quad (2)$$

где « b_0 – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала (для медных жил – $19,58 \text{ м}^4/\text{кА}^2 \cdot \text{с}$);

$I_{кз}$ - ток короткого замыкания, А;

t_0 – время протекания тока короткого замыкания, с;

S – сечение жилы кабеля, мм^2 » [20].

$$K = 19,58 \cdot 4,65^2 \cdot 0,04 / 10^2 = 0,17.$$

«Находим температуру жилы в конце КЗ:

$$T_k = T_n \cdot e^{k+a} \cdot (e^k - 1) \quad (3)$$

где a – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при $0 \text{ }^\circ\text{C}$, равная $228 \text{ }^\circ\text{C}$ » [20].

$$T_k = 25 \cdot e^{0,17+228} \cdot (e^{0,17} - 1) = 71,9^\circ\text{C},$$

$71,9^\circ\text{C} < 350^\circ\text{C}$ – предельная температура нагрева жилы кабеля током КЗ.

«Присоединение групп потребителей от собственных нужд 0,4 кВ осуществляется кабелем марки ВВГнг(А)-LS-1 с сечением 10 мм^2 , который обеспечивает условие невозгорания» [21].

4.4 Кабельное хозяйство

«Прокладку контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ в ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ Просвет планируется выполнить в существующих ж/б лотках; в помещении ОПУ в существующем кабельном канале.

Прокладка одиночных и небольших групп кабелей, выходящих из основных кабельных трасс до оборудования выполняются в металлических оцинкованных коробах. На подходах к оборудованию прокладываются в гофрированных ПВХ трубах.

Кабели необходимо проложить с запасом по длине, достаточной для компенсации температурных деформаций кабелей и кабельных конструкций.

Прокладываемые силовые кабели 0,4 кВ приняты с изоляцией из поливинилхлоридных композиций классом пожароопасности «А» негорючие с низким дымо и газовыделением.

Кабельные потоки контрольных кабелей основных и резервных защит, а также силовых кабелей 0,4 кВ, питаемых с разных секций РУ, прокладываются по разным кабельным трассам» [1].

4.5 Мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости

«Современные микропроцессорные устройства РЗА, АСУ ТП и АСКУЭ имеют широкие функциональные возможности и ряд других преимуществ перед электромеханическими устройствами. Однако, в отличие от них, данные устройства обладают одним существенным недостатком, заключающимся в повышенной чувствительности к электромагнитным помехам.

На подстанции существует множество источников электромагнитных полей и помех (оборудование, ошиновка, силовые кабели и т.д.), поэтому для нормального функционирования современных микропроцессорных устройств РЗА, АСУ ТП и АСКУЭ необходимо обеспечить их электромагнитную совместимость (ЭМС) с электромагнитной обстановкой на подстанции. Для этого требуется, чтобы уровни полей и помех, воздействующих на электронные и микропроцессорные устройства, не превышали значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств» [24].

«В соответствии с СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах

электросетевого хозяйства» предусматриваются следующие мероприятия по снижению влияния импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:

- а) заземление кратчайшим путем корпусов (или конструкций) каждой фазы коммутационных аппаратов;
- б) для обеспечения электробезопасности и нормальной работы системы РЗА, ПА и АСУ ТП выполняется защитное и рабочее заземление устройств;
- в) для измерительных цепей применяются экранированные кабели;
- г) заземление экранов контрольных кабелей с обоих концов;
- д) не допускается совместная прокладка контрольных кабелей с силовыми кабелями 0,4/0,22 кВ;
- е) исключить применение жил одного контрольного кабеля для цепей разного назначения цепей переменного напряжения токовых цепей;
- ж) обеспечение выполнения требований ранее выпущенных документов:
 - 1) информационное письмо ЦДУ ЕЭС России от 22.11.2001 №91 «Рекомендации по подключению аналоговых и дискретных сигналов к регистраторам аварийных событий (РАС) и его пуску при аварийных нарушениях в ЭЭС»;
 - 2) информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007 №54/72.
- з) проведение инструментального обследования электромагнитной обстановки (ЭМО), после завершения пусконаладочных работ и включения ПС по нормальной схеме, на соответствие требованиям по электромагнитной совместимости (ЭМС).

Трассы кабелей с цепями РЗА, управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии в свету не менее 10 м от фундаментов стоек портала с молниеотводом или стоек с ОПН. В стесненных условиях

возможно уменьшение этого расстояния до 5 м, при этом между стойками портала с молниеотводом (или стойками с ОПН) и кабельными лотками на длине 15 м прокладывается дополнительный продольный заземлитель, концы которого присоединяются к заземляющему устройству подстанции» [14].

4.6 Изоляция, защита от перенапряжений и заземление

«ПС 220 кВ Просвет расположена в районе со II степенью загрязнения атмосферы. Согласно ГОСТ 9920-89 устанавливаются оборудования с эффективной длиной пути утечки не менее 2,25 см/кВ» [3].

Защита устанавливаемых оборудования от прямых ударов молнии на ПС 220 кВ Просвет обеспечивается существующими молниеприемниками.

На ПС 220 кВ Просвет защита устанавливаемого оборудования от набегающих волн перенапряжений осуществляется нелинейными ограничителями перенапряжений и разрядниками.

«Заземление проектируемого оборудования выполняется присоединением их кратчайшим путем к существующему заземляющему устройству ПС.

В качестве заземляющих проводников принят горизонтальный заземлитель - стальная полоса 5×40 мм². Проектируемые горизонтальные заземлители рассчитаны на заведомую потерю (уменьшение) сечения, из-за коррозии металла в земле при его эксплуатации не менее 30 лет. Проектируемое заземляющее устройство прокладывается в земле, на глубине 0,7 м. Проектируемое заземляющее устройство необходимо выполнить согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» [13].

«Сварные соединения к заземлителю выполняются внахлест с последующим антикоррозийным покрытием. Качество соединения

проверяется измерением переходного сопротивления с выдачей протокола проверки металlosвязи оборудования с заземляющим устройством.

Выводы по разделу.

В ОРУ 220 кВ предусматривается установка:

- элегазового колонкового выключателя 220 кВ с номинальным током 2000 А, номинальным током отключения 31,5 кА;
- трансформаторов тока 220 кВ с коэффициентами трансформации 1000/1 с классами точности вторичных обмоток 0,2S/0,2/5PR /5PR /5PR/5PR» [17].

Оборудование и ошиновка в цепи 220 кВ Кинельская выбирались с учетом наибольшей токовой нагрузки 612 А ВЛ 220 кВ отходящих от ПС. Была произведена проверка по устойчивости к действию токов короткого замыкания. Высоковольтная ошиновка выполняется проводом АС 400/51.

«Для питания электродвигателей привода и обогрева проектируемого оборудования в ОРУ 220 кВ устанавливаются шкаф питания ПР и шкаф обогрева ШО, подключаемые кабелем на 1 кВ сечением 10 мм². В ЩСН для подключения шкафов ПР и ШО устанавливаются новые автоматические выключатели с номинальным током 63 А» [21].

Дополнительная нагрузка собственных нужд от вновь устанавливаемого оборудования составляет 1,25 кВА и за вычетом нагрузки демонтируемого оборудования, не перегружает существующие трансформаторы собственных нужд мощностью 630 кВА.

Выбранные кабели были проверены на невозгорание по Циркуляру № Ц-02-98.

«Заземление проектируемого оборудования выполняется присоединением их кратчайшим путем к существующему заземляющему устройству ПС стальной полосой 5×40 мм²» [13].

5 Релейная защита и автоматика

На проектируемых выключателях 220 кВ предусматривается замена МП устройств с применением типовых шкафов РЗА ПАО «ФСК ЕЭС».

На ВЛ 220 Кинельская-Просвет предусматривается установка шкафа ШЭТ 251.01-0 (УРОВ, АУВ, АПВ).

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС ПС 220 кВ Просвет приведена на рисунке 6.

5.1 Общие технические решения

«Использование МП устройств является современной тенденцией и дает существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- широкая система самодиагностики;
- возможность интегрировать устройства РЗА в ССПИ;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения;
- возможность осуществления в одном устройстве, наряду с функциями РЗА, таких вспомогательных функций, как осциллографирование и регистрация событий.

Повышение надежности РЗА защищаемых элементов обеспечивается выполнением ближнего резервирования:

- использованием УРОВ;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, переменного напряжения и оперативного постоянного тока» [19].

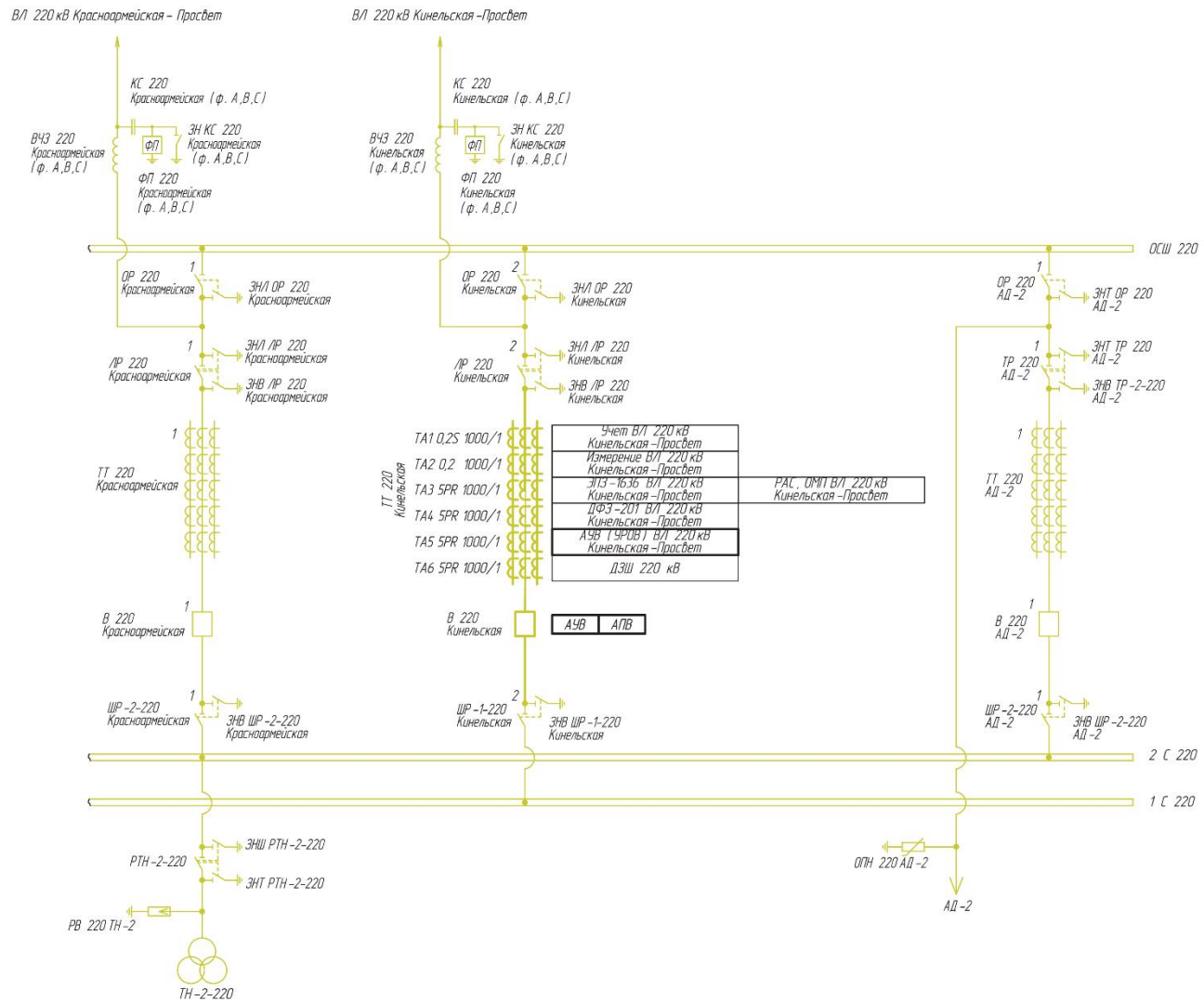


Рисунок 6 - Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС ПС 220 кВ Просвет

«В соответствии с «Руководством по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» СТО 56947007-29.240.043-2010 трассы кабелей с цепями РЗА, управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии в свету не менее 10 м от стоек порталов с молниеотводами. В стесненных условиях возможно уменьшение расстояния до 5 м, при этом вдоль стоек портала, ОПН и кабельными лотками на длине 15 м прокладывается дополнительный горизонтальный заземлитель, концы которого присоединяются к ЗУ подстанции.

Применяемые МП устройства должны быть установлены в шкафах стандартного исполнения, которые должны удовлетворять «Требованиям к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами» СТО 56947007-29.120.70.042-2010 и для обеспечения удобства обслуживания выполняются в двустороннем исполнении» [15].

«Шкафы должны быть испытаны на устойчивость к внешним и внутренним помехам в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний» [4] и отвечать требованиям РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» [12].

«В части релейной защиты и автоматики предусматриваются следующие решения в области электромагнитной совместимости оборудования:

- раскладка силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по отдельным кабельным лоткам;
- применение экранированных контрольных кабелей и заземление их экранов с 2-х сторон в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.044-2010» [14].

«Подключение всех вновь устанавливаемых МП устройств должно выполняться экранированными контрольными кабелями с изоляцией, не поддерживающей горение (с индексом нг(А)-LS)» [21].

5.2 Автоматика, управление и сигнализация выключателями

«Для реализации функций автоматики, управления, АПВ, УРОВ выключателя В 220 Кинельская предусматривается МП устройство с применением типового шкафа ШЭТ 251.01-0» [17].

Функциями терминала касательно АПВ предусматриваются:

- а) «однократное действие на включение выключателя с выдержкой времени, регулируемой в пределах 0,25с-16с (согласно п. 9.10.4 СТО 56947007-29.240.10.028-2009)» [15];
- б) «пуск по факту готовности устройства АПВ к действию, которая реализуется при наличии сигнала разрешения подготовки (сигнал о включенном положении выключателя) по окончании времени $t_{\text{гот}}$. Пуск АПВ осуществляется при наличии команды на включение выключателя, которая формируется при сработавшем состоянии узла фиксации положения выключателя и отключенном выключателе;
- в) возможность запрета действия АПВ:
 - 1) от ДЗШ - запрет АПВ;
 - 2) от ключа управления (КСТ) по команде «Отключить» - запрет АПВ;
 - 3) от оперативного переключателя - запрет АПВ;
 - 4) от УРОВ других защит;
 - 5) от защиты трансформатора (автотрансформатора);
- г) возможность оперативного вывода АПВ из действия» [15].

УРОВ 220 кВ.

На ПС 220 кВ Просвет организован централизованный УРОВ 220 кВ в панели №34.

УРОВ 220 кВ выполняется индивидуально для выключателя В 220 Кинельская на базе МП терминала АУВ и действия УРОВ интегрируются в панель №34.

«Функциями терминала касательно УРОВ предусматриваются:

- действие внешних устройств РЗА (внешний сигнал).

При наличии тока через выключатель и одновременном действии устройств РЗА логические цепи УРОВ с выдержкой времени формируют сигналы» [25]:

- в защиту автотрансформатора;
- на выходные реле ДЗШ-220 и отключение СШ 220 кВ;
- останов приемопередатчика основной защиты ВЛ 220 кВ Азот - Васильевская;
- «на запрет АПВ шин;
- на запрет АПВ выключателя;
- «УРОВ» в местную сигнализацию;
- «Срабатывание» в центральную сигнализацию.

В настоящее время на ПС используется схема центральной сигнализации (ЦС) в полном объеме.

Для вновь устанавливаемых устройств РЗА предусматривается следующая сигнализация:

- местная сигнализация в составе шкафов релейной защиты;
- центральная аварийно-предупредительная звуковая и световая сигнализация.

В рамках данной работы предусматривается интеграция устанавливаемых шкафов АУВ в ПТК ССПИ.

Местная сигнализация в терминалах АУВ, выполненная на светодиодах:

- о неисправности цепей оперативного тока;
- о низком давлении элегаза;
- о блокировке операций включения выключателя;
- о недостаточном заводе пружины;

- о блокировке операций включения и отключения выключателя;
- о неисправности цепей управления;
- о неисправности обогрева выключателя» [18];
- о низком давлении элегаза в трансформаторе тока;
- об аварийном снижении давления элегаза в трансформаторе тока;
- «о защите ЭМО1, ЭМВ;
- о защите ЭМО2;
- о выполнении первого цикла АПВ;
- о режиме местного управления;
- о действии УРОВ;
- о действии ЗНФ;
- фиксация положения выключателя.

В нормальном режиме управление выключателями предусматривается с панели управления соответствующего выключателя при помощи ключей управления и ламп положения выключателей.

С панели управления выключателями №11 в здании ОПУ предусматривается управление выключателем В 220 Кинельская» [18]. Для осуществления управления электромагнитом включения и двумя электромагнитами отключения устанавливаемых выключателей В 220 Кинельская устанавливаются новые переключатели взамен существующих переключателей, и используются существующие лампы положения выключателей.

На данный момент на ПС 220 кВ Просвет отсутствует оборудование АСУ ТП, необходимое для управления устанавливаемым основным электротехническим оборудованием средствами дистанционного управления. Техническая возможность дистанционного управления устанавливаемым оборудованием будет возможна только после установки необходимого оборудования АСУ ТП.

«В работе предусмотрена установка оборудования с элегазовой изоляцией, а именно выключатель В 220 Кинельская. Технологическая защита такого оборудования осуществляется при помощи терминала АУВ» [17].

При срабатывании сигнального контакта 1 степени датчика давления элегаза выключателя защита действует на сигнал, при срабатывании 2 степени – происходит блокировка включения и отключение выключателя.

5.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения ПС 220 кВ Просвет

5.3.1 Расчет трансформатора тока ТТ 220 Кинельская

«Расчет токовых цепей на 10% погрешность, выбор сечения контрольных кабелей и расчет допустимой нагрузки производится по данным таблиц 13 и 14» [2].

Таблица 13 – Технические данные трансформаторов тока

Наименование параметра	Обозначение параметра	Тип (величина)
Коэффициент трансформации	$K_{ТТ}$	1000/1
Количество обмоток	–	6
Кол-во фаз	–	3

Таблица 14 – Элементы и характеристика

Элементы	Характеристика
Обмотка ТА3 (1000/1)	
Кабель от ТТ до Панели №53	Сечение 4 мм ² , длина 293 м, (медь)
ЭПЗ-1636	Мощность 7 ВА
Кабель от Панели №53 до Панели №44	Сечение 4 мм ² , длина 10 м, (медь)
ОМП	Мощность 0,5 ВА
Кабель от Панели №44 до Панели №74	Сечение 4 мм ² , длина 22 м, (медь)
РАС	Мощность 0,5 ВА
Обмотка ТА4 (1000/1)	
Кабель от ТТ до Панели №70	Сечение 4 мм ² , длина 289 м, (медь)
ДФЗ-201	Мощность 7 ВА

Продолжение таблицы 14

«Элементы	Характеристика
Обмотка ТА5 (1000/1)	
Кабель от ТТ до Панели №52	Сечение 4 мм ² , длина 292 м, (медь)
УРОВ В 220 Кинельская	Мощность 0,2 ВА
Обмотка ТА6 (1000/1)	
Кабель от ТТ до Панели №56	Сечение 4 мм ² , длина 290 м, (медь)
ДЗШ 220 кВ	Мощность 7 ВА» [17]

«Сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ вычисляется по формуле

$$Z_{н.факт} = r_{пр} + Z_{рф}; \quad (4)$$

$$z_{н.факт(ТА3)} = \frac{0,0175 \cdot (293 + 10 + 22)}{4} + \frac{8}{1^2} = 9,42 \text{ Ом},$$

$$z_{н.факт(ТА4)} = \frac{0,0175 \cdot (289)}{4} + \frac{7}{1^2} = 7,95 \text{ Ом},$$

$$z_{н.факт(ТА5)} = \frac{0,0175 \cdot (292)}{4} + \frac{0,2}{1^2} = 1,48 \text{ Ом},$$

$$z_{н.факт(ТА6)} = \frac{0,0175 \cdot (290)}{4} + \frac{7}{1^2} = 7,81 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление нагрузки при однофазном КЗ вычисляется по формуле:

$$Z_{н.факт} = 2r_{пр} + Z_{рф} + Z_{ро}, \quad (5)$$

где $r_{пр}$ рассчитывается по формуле:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{s}, \quad (6)$$

где ρ – удельное сопротивление проводника, Ом·мм²/м;

l – длина контрольного кабеля, м;

s – площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля, мм²;

« $Z_{рф}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты;

$Z_{рф}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода» [22].

$$z_{н.факт(ТА3)} = 2 \frac{0,0175 \cdot (293 + 10 + 22)}{4} + \frac{8}{1^2} + \frac{8}{1^2} = 18,84 \text{ Ом},$$

$$z_{н.факт(ТА4)} = 2 \frac{0,0175 \cdot (289)}{4} + \frac{7}{1^2} + \frac{7}{1^2} = 16,53 \text{ Ом},$$

$$z_{н.факт(ТА5)} = 2 \frac{0,0175 \cdot (292)}{4} + \frac{0,2}{1^2} + \frac{0,2}{1^2} = 2,96 \text{ Ом},$$

$$z_{н.факт(ТА6)} = 2 \frac{0,0175 \cdot (290)}{4} + \frac{7}{1^2} + \frac{7}{1^2} = 16,54 \text{ Ом}.$$

«Расчет производится для наиболее нагруженной обмотки ТА3.

Мощность вторичных обмоток при трехфазном КЗ:

$$S_{расч} = z_{н.факт} \cdot I_{ном}^2; \quad (7)$$

$$S_{расч} = 9,42 \cdot 1^2 = 9,42 \text{ ВА}.$$

Мощность вторичных обмоток при однофазном КЗ» [10]:

$$S_{расч} = 15,58 \cdot 12 = 18,84 \text{ ВА}.$$

Согласно полученному результату расчета принимаем номинальную мощность одной обмотки $S_{2ном} = 30 \text{ ВА}$.

«Расчетная кратность тока при трехфазном КЗ:

$$k_{расч} = \frac{I_{кз}^{(3)}}{I_{ном}}, \quad (8)$$

$$k_{расч} = \frac{9510}{1000} = 9,51 \text{ о.е.}$$

Расчетная кратность тока при однофазном КЗ» [10]:

$$k_{расч} = \frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{ном}}, \quad (9)$$

$$k_{расч} = \frac{7780}{1000} = 7,78 \text{ о.е.}$$

Согласно кривым предельной кратности, представленным на рисунке 7, принимается коэффициент номинальной предельной кратности $k_{ном} = 30$ о.е.

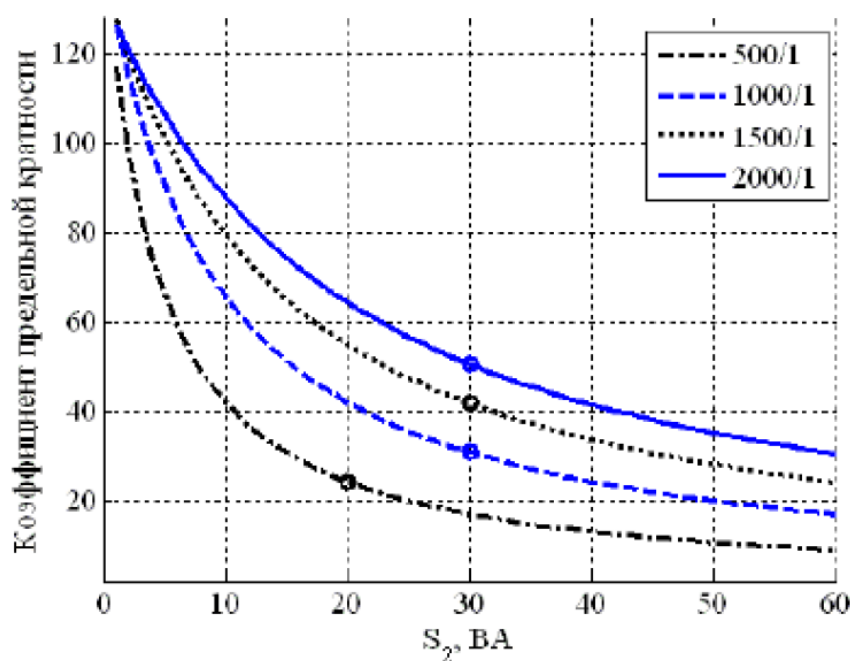


Рисунок 7 – Кривые предельной кратности

«Проверка ТТ по условию не превышения допустимого напряжения:

$$U_{2max} \leq U_{2доп}, \quad (10)$$

где $U_{2доп}$ – допустимое напряжение, равное 1000 В;

U_{2max} определяется по формуле» [10]:

$$U_{2\max} = \frac{I_{\text{кз.}(\max)}^{(1)}}{n_m} \cdot z_{\text{н.факт}}, \quad (11)$$

$$U_{2\max} = \frac{7780}{1000/1} \cdot 18,84 = 146,6 \text{ В.}$$

Так как $S_{\text{расч}} < S_{2\text{ном}}$, $K_{\text{расч}} < K_{\text{ном}}$ и $U_{2\max} < U_{2\text{доп}}$ то существующие трансформаторы тока соответствуют условиям 10% погрешности и допустимого напряжения при максимальном токе КЗ, трансформатор тока даже в режиме с максимальным током короткого замыкания будет работать в области характеристики, далекой от точки насыщения, что соответствует условиям надежной работы релейной защиты.

«Расчет минимально допустимого времени до насыщения трансформаторов тока.

Расчет обмоток релейной защиты производится в соответствии с требованиями ПНСТ 283-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока» [10] и ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная Защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях [6].

Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле 1 [6]:

$$T_{\text{р.эkv}}^{(3)} = \frac{1}{I_{\text{КЗ}}} \cdot \left(\sum_{i=1}^N I_{\text{КЗ.}i} \cdot T_{\text{р.}i} \right), \quad (12)$$

$$T_{\text{р.эkv}}^{(3)} = \frac{4210 \cdot 0,018 + 3050 \cdot 0,018 + 1130 \cdot 0,229 + 1130 \cdot 0,229}{4210 + 3050 + 1130 + 1130} = 0,068 \text{ с,}$$

$$T_{\text{р.эkv}}^{(1)} = \frac{1}{I_{\text{КЗ}}} \cdot \left(\sum_{i=1}^N I_{\text{КЗ.}i} \cdot T_{\text{р.}i} \right), \quad (13)$$

$$T_{p.экс}^{(1)} = \frac{3020 \cdot 0,018 + 2230 \cdot 0,018 + 1300 \cdot 0,229 + 1300 \cdot 0,229}{3020 + 2230 + 1300 + 1300} = 0,088 \text{ с}$$

Параметр режима А для трехфазного и однофазного КЗ в соответствии с формулой 9 [6]:

$$A^{(3)} = \frac{I_{1.ном} \cdot K_{ном} \cdot \sqrt{(R_2 + z_{н.ном} \cdot \cos \varphi_{н.ном})^2 + (z_{н.ном} \cdot \sin \varphi_{н.ном})^2}}{I_{КЗ}^{(3)} \cdot (R_2 + R_{н.факт}^{(3)})}, \quad (14)$$

$$A^{(3)}(\text{ТА3}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{5310 \cdot (8,136 + 9,42)} = 11,85 \text{ о.е.},$$

$$A^{(3)}(\text{ТА4}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{5310 \cdot (8,136 + 8,26)} = 12,69 \text{ о.е.},$$

$$A^{(3)}(\text{ТА5}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{5310 \cdot (8,136 + 1,48)} = 21,64 \text{ о.е.},$$

$$A^{(3)}(\text{ТА6}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{5310 \cdot (8,136 + 8,27)} = 12,68 \text{ о.е.},$$

$$A^{(1)} = \frac{I_{1.ном} \cdot K_{ном} \cdot \sqrt{(R_2 + z_{н.ном} \cdot \cos \varphi_{н.ном})^2 + (z_{н.ном} \cdot \sin \varphi_{н.ном})^2}}{I_{КЗ}^{(1)} \cdot (R_2 + R_{н.факт}^{(1)})}, \quad (15)$$

$$A^{(1)}(\text{ТА3}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{4830 \cdot (8,136 + 18,84)} = 8,48 \text{ о.е.},$$

$$A^{(1)}(\text{ТА4}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{4830 \cdot (8,136 + 16,53)} = 9,28 \text{ о.е.},$$

$$A^{(1)}(\text{ТА5}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{4830 \cdot (8,136 + 2,96)} = 20,62 \text{ о.е.},$$

$$A^{(1)}(\text{ТА6}) = \frac{1000 \cdot 30 \cdot \sqrt{(8,136 + 30 \cdot 0,8)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{4830 \cdot (8,136 + 16,54)} = 9,27 \text{ о.е.},$$

Время до насыщения трансформатора тока при трехфазном и однофазном КЗ в соответствии с формулой Б.47 [10]:

- «без учета остаточной индукции» [10]:

$$t_{нас} = T_{p.экв} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{p.экв}}{\omega \cdot T_{p.экв} - A + 1}, \quad (16)$$

- «с учетом остаточной индукции» [10]:

$$t_{нас} = T_{p.экв} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{p.экв}}{\omega \cdot T_{p.экв} - A + 1}, \quad (17)$$

Результаты расчета времени до насыщения сведены в таблицу 15.

Таблица 15 - Результаты расчета времени до насыщения ТТ

№ Керна ТТ	ТА3	ТА4	ТА5	ТА6	Требования заводов изготовителей
$t_{нас}^{(3)}$ (без учета остат. инд.), мс	48,25	53,92	231,26	53,85	Удовлетворяет
$t_{нас}^{(1)}$ без учета остат. инд.), мс	27,78	31,34	108,95	31,3	Удовлетворяет
$t_{нас}^{(3)}$ (с учетом остат. инд.) при $K_r = 0,86$, мс	2,13	2,52	6,79	2,51	Не удовлетворяет
$t_{нас}^{(3)}$ (с учетом остат. инд.) при $K_r = 0,10$, мс	40,98	45,53	136,32	45,47	Удовлетворяет
$t_{нас}^{(1)}$ (с учетом остат. инд.) при $K_r = 0,86$, мс	0,6	0,96	6,22	0,95	Не удовлетворяет
$t_{нас}^{(1)}$ (с учетом остат. инд.) при $K_r = 0,10$, мс	24,15	27,22	88,79	27,18	Удовлетворяет

Результаты расчета времени до насыщения графоаналитическим методом (без учета остаточной индукции) представлены на рисунках 8-11.

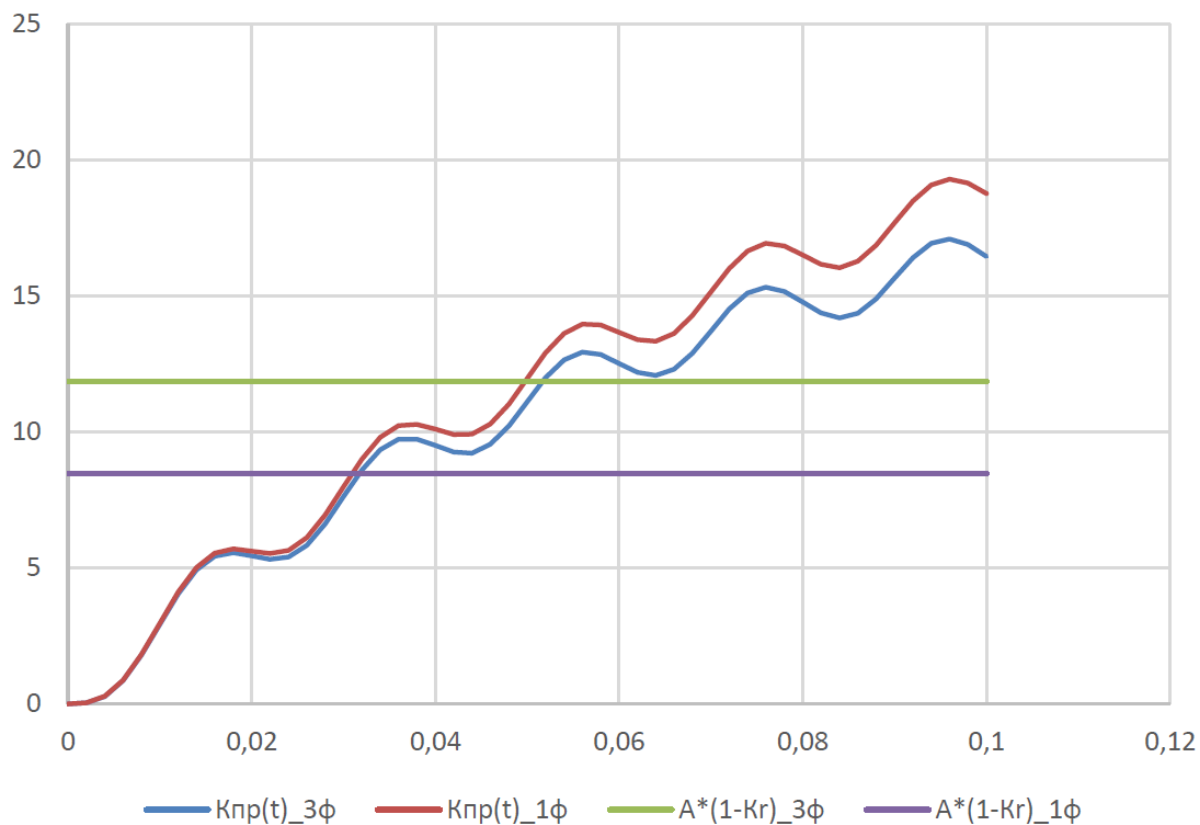


Рисунок 8 – Результат расчета времени до насыщения (кern ТА3)

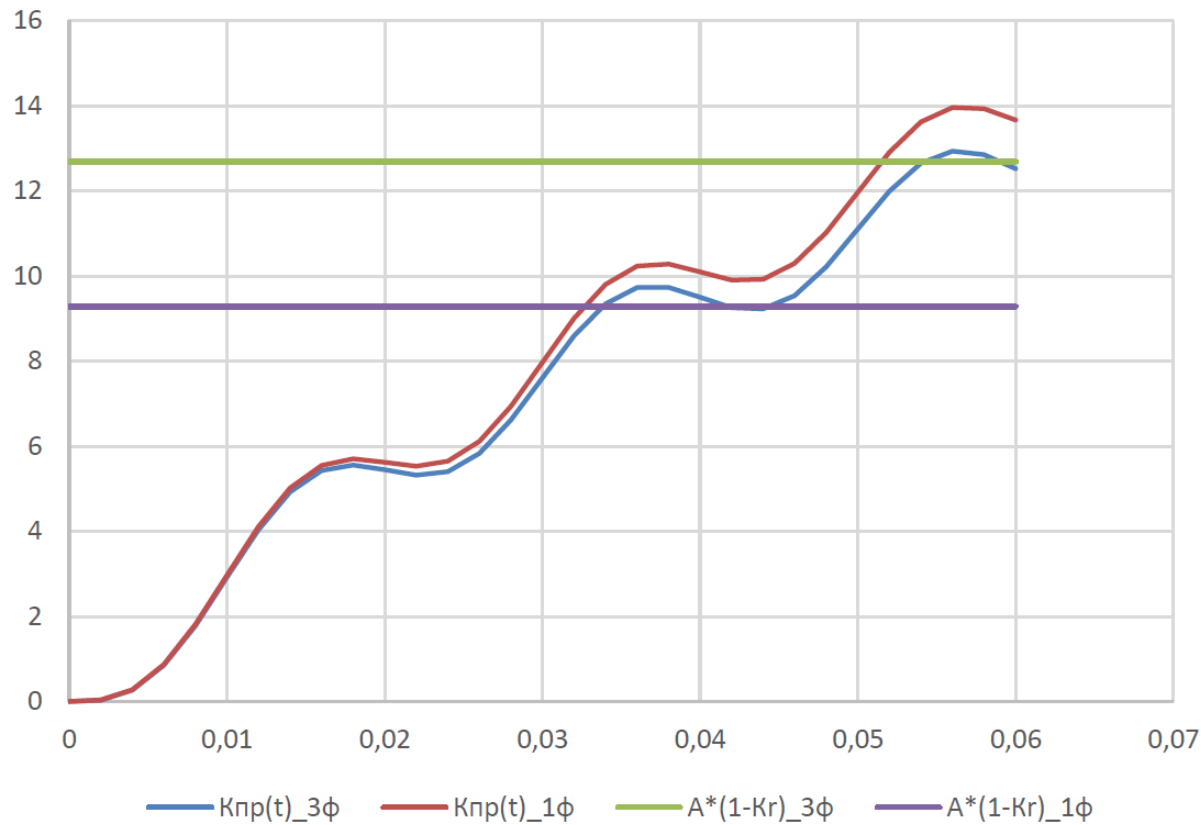


Рисунок 9 – Результат расчета времени до насыщения (кern ТА4)

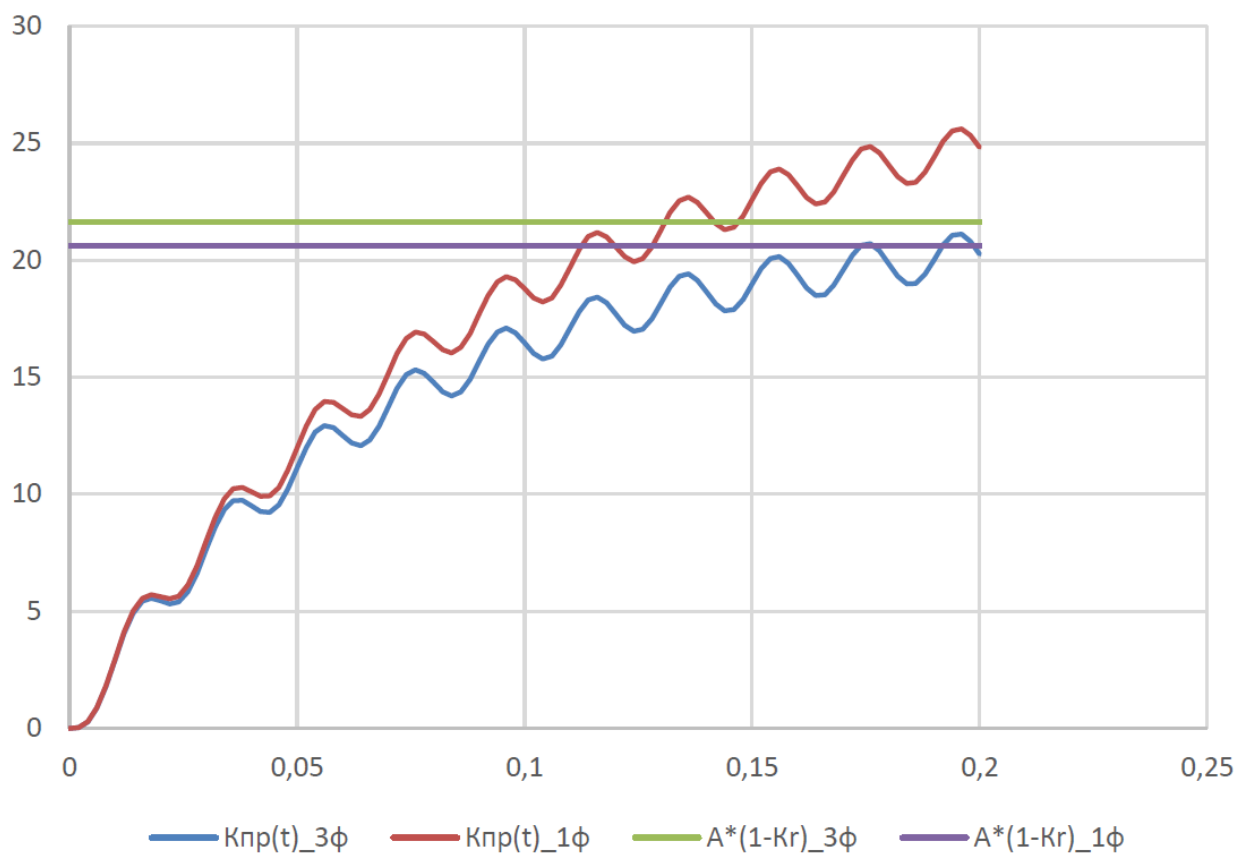


Рисунок 10 – Результат расчета времени до насыщения (кern TA5)

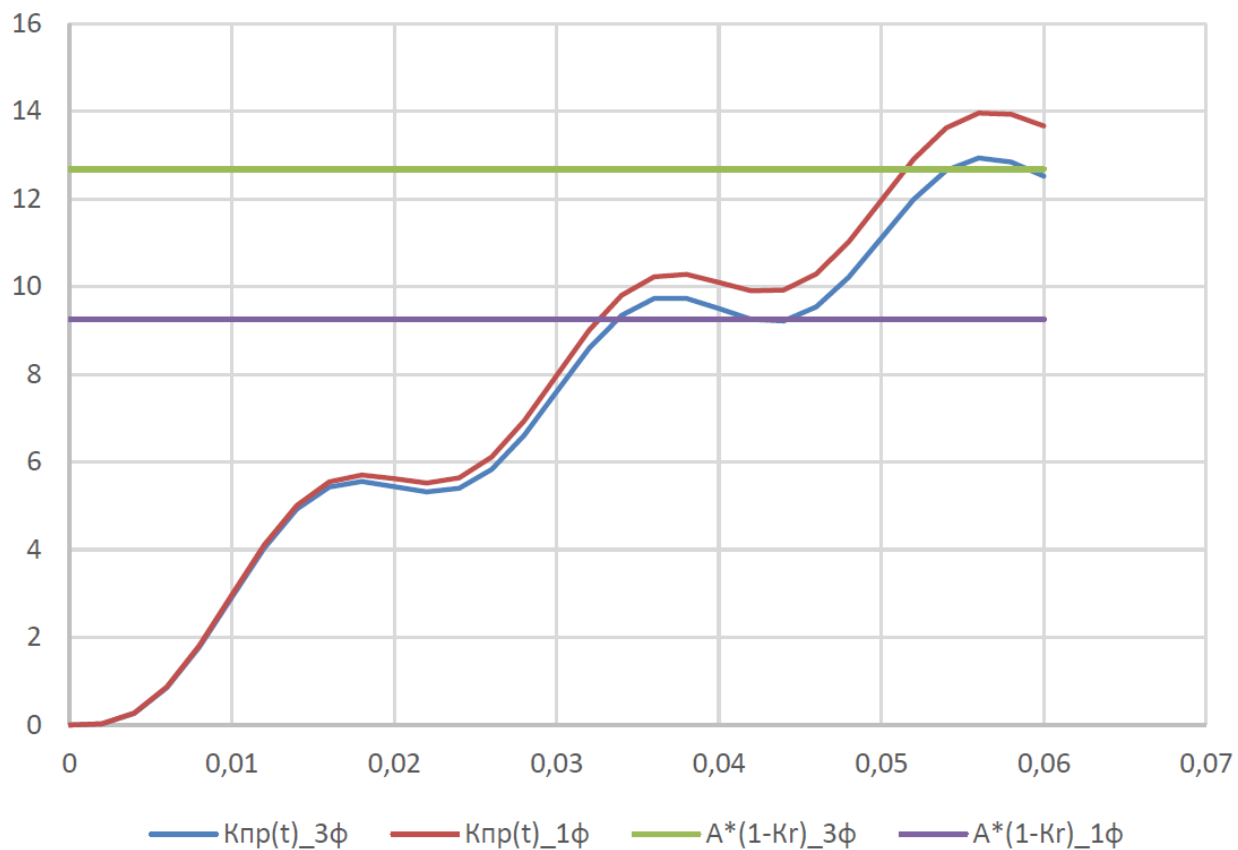


Рисунок 11 – Результат расчета времени до насыщения (кern TA6)

Согласно анализу полученных результатов, для удовлетворения условиям надежной работы релейной защиты рекомендуется использовать трансформаторы тока с классом точности 5PR ($K_r=0,10$).

5.3.2 Расчет вторичных цепей трансформатора напряжения 220 кВ

«Расчет приводится в «режиме резервирования», когда вся нагрузка подключена на один трансформатор напряжения.

Общие данные трансформатора напряжения НКФ-220 приведены в таблице 16» [21].

Таблица 16 – «Общие данные трансформатора напряжения НКФ-220

Варианты использования	
Номинальное напряжение	220 кВ
Трансформатор напряжения	Однофазный
Напряжение обмоток, кВ:	-
первичной	$220/\sqrt{3}$
вторичной: – основная №1; – дополнительная №2	$0,1/\sqrt{3}$; 100;
Класс точности обмоток: – основная №1; – дополнительная №2	0,5 3Р
Мощность, ВА – основная №1; – дополнительная №2» [21]	400 1200

«К основной обмотке трансформатора напряжения подключены следующие элементы, указанные в таблице 17» [21].

Таблица 17 – Элементы и характеристика обмотки «звезда 0,5»

Элементы	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Учет	5	3,6	18
Измерение	5	0,5	2,5

Продолжение таблицы 17

«Элементы	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Существующее оборудование РЗ	–	32	32
Устанавливаемые МП терминалы	1	1	1
Итого	–	–	53,5» [21]

Участок 1 – ОРУ шкаф ТН-1-220 (ТН-2-220) до ОПУ панели №77 – 173 м (226 м) с учетом спусков, подъемов и поворотов кабеля. Существующий кабель типа ААШВ 3×10.

«Ток нагрузки

$$I_{нагр(ТН-2-220)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S}{U_{ТН}}, \quad (18)$$

$$I_{нагр(ТН-2-220)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 53,5}{100} = 0,93 \text{ А.}$$

Действительное сопротивление кабеля:

$$R_{действ} = \rho_{си} \frac{\sum l_{каб}}{S_{каб}}, \quad (19)$$

$$R_{действ} = 0,028 \cdot \frac{226}{10} = 0,63 \text{ Ом,}$$

где $S_{каб}$ - сечение кабеля (одной жилы), мм²;

$R_{действ}$ – действительное сопротивление кабеля.

Определяем падение напряжения на участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{нагр(ТН-2-220)} \cdot R_{действ}, \quad (20)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,93 \cdot 0,63 = 1,01 \text{ В,}$$

где ΔU – падение напряжения на участке от ОРУ шкафа ТН 2-220 до ОПУ панели №13.

Допустимое падение напряжения $\Delta U_{\text{пр}}$ до щитовых приборов и приборов учета должно составлять не более 0,5 В» [21]. Существующий кабель не удовлетворяет данным требованиям.

Действительное сопротивление кабеля:

$$r_{\text{макс.доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр(ТН-2-220)}}}, \quad (21)$$

$$r_{\text{макс.доп}} = \frac{0,5}{\sqrt{3} \cdot 0,93} = 0,31 \text{ Ом},$$

$$S_{\text{каб.рас}} = \rho_{\text{си}} \cdot \frac{l_{\text{каб}}}{r_{\text{макс.доп}}}, \quad (22)$$

$$S_{\text{каб.рас}} = 0,0175 \cdot \frac{226}{0,31} = 12,76 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель типа ВВГнг(А)-LS 4×16.

Сопротивление кабеля:

$$R_{\text{каб1}} = 0,0175 \cdot \frac{226}{16} = 0,25 \text{ Ом}.$$

Падение напряжения на участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,93 \cdot 0,25 = 0,4 \text{ В}.$$

Проверим падение самых дальних устройств учета, измерения и на наиболее удаленного устанавливаемого шкафа №52 АУВ.

«Допустимая потеря напряжения в кабелях от ОПУ панели №13 до шкафа №52 АУВ» [21]:

$$\Delta U_{P3} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U; \quad (23)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ допустимое падение напряжения для устройств РЗА, равное 3 В.

$$\Delta U_{P3} = 3 - 0,4 = 2,6 \text{ В};$$

«Нагрузка в кабеле, питающего шкафа №52 АУВ:

$$I_{\text{нагр.РЗ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1}{100} = 0,017 \text{ А},$$

где $S = 1 \text{ ВА}$, потребляемая мощность МП терминала шкафа АУВ СВ 220» [21].

Сопротивление кабеля от ОПУ панели №99 до шкафа АУВ СВ 220:

$$R_{\text{каб.РЗ}} = 0,0175 \cdot \frac{22}{2,5} = 0,154 \text{ Ом}.$$

Падение напряжения на участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,017 \cdot 0,154 = 0,005 \text{ В}.$$

$$\Delta U_{P3} > \Delta U.$$

Условие выполняется, выбирается кабель типа КВВГЭнг(А)-LS 4×2,5.

Допустимая потеря напряжения в кабелях от ОПУ панели №13 до щитовых приборов панели управления №13:

$$\Delta U_{\text{ПР}} = 1,5 - 0,4 = 1,1 \text{ В};$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ допустимое падение напряжения для устройств учета равное 1,5 В.

Нагрузка в кабеле, питающего щитовые приборы в панели управления №7:

$$I_{\text{нагр.ПР}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5}{100} = 0,009 \text{ А},$$

где $S = 0,5 \text{ ВА}$, потребляемая мощность щитового прибора.

Сопротивление кабеля от ОПУ панели №99 до щитовых приборов панели управления №7:

$$R_{\text{каб.ПР}} = 0,0175 \cdot \frac{29}{2,5} = 0,203 \text{ Ом}.$$

Падение напряжения на участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,009 \cdot 0,203 = 0,003 \text{ В}.$$

$$\Delta U_{\text{ПР}} > \Delta U.$$

Условие выполняется, существующий кабель типа КВВГЭнг 4×2,5 замене не подлежит.

Допустимая потеря напряжения в кабелях от ОПУ панели №99 до панели счетчиков №97:

$$\Delta U_{\text{СЧ}} = 0,5 - 0,4 = 0,1 \text{ В};$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ допустимое падение напряжения для устройств учета равное 0,5 В.

Нагрузка в кабеле, питающего счетчик в панели №139:

$$I_{нагр.СЧ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3,6}{100} = 0,062 \text{ А},$$

где $S = 3,6 \text{ ВА}$, потребляемая мощность счетчика.

Сопротивление кабеля от ОПУ панели №99 до панели счетчиков №97:

$$R_{каб.СЧ} = 0,0175 \cdot \frac{32}{2,5} = 0,224 \text{ Ом}.$$

Падение напряжения на участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,062 \cdot 0,224 = 0,024 \text{ В}.$$

$$\Delta U_{СЧ} > \Delta U.$$

Условие выполняется, существующий кабель типа КВВГЭнг 4×2,5 замене не подлежит.

«Сопротивление трансформатора для основной обмотки:

$$z_k = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S}, \quad (24)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки;

S – мощность трансформатора напряжения;

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания, равное 5 %» [25].

$$z_k = \frac{5 \cdot (100 / \sqrt{3})^2}{100 \cdot 1200} = 0,14 \text{ Ом}.$$

«Расчетный ток трехфазного КЗ:

$$I^{(3)} = \frac{U_{\text{мф}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_T^2 + R_{\text{каб1}}^2}}, \quad (25)$$

$$I^{(3)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,14^2 + 0,25^2}} = 201,5 \text{ А.}$$

Расчетный ток двухфазного КЗ:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}, \quad (26)$$

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 201,5 = 174,5 \text{ А.}$$

Расчетный ток однофазного КЗ:

$$I^{(1)} = \frac{100 / \sqrt{3}}{\sqrt{Z_k^2 + (2 \cdot (\Sigma R_{\text{пр}} + \Sigma R_{\text{опр}}))^2}}, \quad (27)$$

$$I^{(1)} = \frac{100 / \sqrt{3}}{\sqrt{0,14^2 + (2 \cdot (0,25 + 0,224))^2}} = 60,25 \text{ А.}$$

Существующий автоматический выключатель типа АП-50 2,5А отсечка 3,5. Номинальный ток автоматического выключателя должен быть не менее удвоенного тока нагрузки» [7]:

$$I_{\text{ном}} \geq 2 \cdot I_{\text{нагр}}; \quad (28)$$

$$I_{\text{ном}} = 2 \cdot 0,93 = 1,86 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности электромагнитных расцепителей:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{3,5 \cdot I_{\text{ном}}}, \quad (29)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{60,25}{3,5 \cdot 2,5} = 6,89 > 1,2 \text{ А} .$$

Существующий автоматический выключатель соответствует необходимым требованиям и замене не подлежит.

Выводы по разделу.

На выключателе ВЛ 220 Кинельская-Просвет предусматривается установка микропроцессорных устройств с применением типового шкафа ШЭТ 251.01-0 реализующего функции автоматики, управления, АПВ и УРОВ. Определена схема распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-телекоммуникационных систем ПС 220 кВ Просвет.

Выполнен расчет токовых цепей на 10% погрешность, выбор сечения контрольных кабелей и расчет допустимой нагрузки трансформатора тока ТТ 220 Кинельская. По результатам расчета времени до насыщения графоаналитическим методом был сделан вывод, что для удовлетворения условиям надежной работы релейной защиты рекомендуется использовать трансформаторы тока с классом точности 5PR (остаточная намагниченность $K_r=0,10$).

Произведен расчет вторичных цепей трансформатора напряжения НКФ-220 в «режиме резервирования», когда вся нагрузка подключена на один трансформатор напряжения. Выбраны сечения кабелей от ТН до ОПУ, от ОПУ до панелей счетчиков, щитовых приборов и АУВ. Проверен существующий автоматический выключатель типа АП-50. Проверка показала, что автоматический выключатель соответствует необходимым требованиям и замене не подлежит.

Заключение

Основной целью данной бакалаврской работы является повышение надежности подстанции Просвет.

Выполнен анализ баланса мощности в ЭЭС на трехлетнюю перспективу. Энергосистема Самарской области не испытывает дефицита мощности и является избыточной, отдавая мощность по сетям 110-500 кВ в соседние энергосистемы.

По результатам выполненных расчетов и проведенному анализу электроэнергетических режимов работы прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет на период до 2026 года можно сделать следующий вывод: в период летних максимальных и минимальных нагрузок передача мощности во всех рассматриваемых режимах работы сети осуществляется без токовой перегрузки элементов сети с поддержанием уровня напряжения в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет в диапазоне допустимых значений. В период зимних максимальных и минимальных нагрузок для снижения токовой нагрузки перегружаемых элементов прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет (АТ на ПС 220 кВ Просвет) до длительно-допустимых значений рекомендуется при возникновении режимов работы сети с токовой перегрузкой выполнить отключение части нагрузки в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет. Для уменьшения объема отключаемой нагрузки рекомендуется не производить ремонтные работы в прилегающей сети ПС 220 кВ Просвет в зимний период.

На данный момент на ПС 220 кВ Просвет отсутствует оборудование АСУ ТП, необходимое для управления устанавливаемым основным электротехническим оборудованием средствами дистанционного управления. Техническая возможность дистанционного управления устанавливаемым оборудованием будет возможна только после установки необходимого оборудования АСУ ТП.

«Согласно результатом расчета токов короткого замыкания при реконструкции присоединений 220 кВ ПС 220 кВ Просвет рекомендуется принять к установке выключатель с отключающей способностью не менее 10 кА.

В ОРУ 220 кВ предусматривается установка:

- элегазового колонкового выключателя 220 кВ с номинальным током 2000 А, номинальным током отключения 31,5 кА;
- трансформаторов тока 220 кВ с коэффициентами трансформации 1000/1 с классами точности вторичных обмоток 0,2S/0,2/5PR /5PR /5PR/5PR» [17].

Оборудование и ошиновка в цепи 220 кВ Кинельская выбирались с учетом наибольшей токовой нагрузки 612 А ВЛ 220 кВ отходящих от ПС. Была произведена проверка по устойчивости к действию токов короткого замыкания. Высоковольтная ошиновка выполняется проводом АС 400/51.

«Для питания электродвигателей привода и обогрева проектируемого оборудования в ОРУ 220 кВ устанавливаются шкаф питания ПР и шкаф обогрева ШО, подключаемые кабелем на 1 кВ сечением 10 мм². В ЩСН для подключения шкафов ПР и ШО устанавливаются новые автоматические выключатели с номинальным током 63 А» [21].

Дополнительная нагрузка собственных нужд от вновь устанавливаемого оборудования составляет 1,25 кВА и за вычетом нагрузки демонтируемого оборудования, не перегружает существующие трансформаторы собственных нужд мощностью 630 кВА.

Выбранные кабели были проверены на невозгорание по Циркуляру № Ц-02-98.

«Заземление проектируемого оборудования выполняется присоединением их кратчайшим путем к существующему заземляющему устройству ПС стальной полосой 5×40 мм²» [13].

На выключателе ВЛ 220 Кинельская-Просвет предусматривается установка микропроцессорных устройств с применением типового шкафа

ШЭТ 251.01-0 реализующего функции автоматики, управления, АПВ и УРОВ. Определена схема распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-телекоммуникационных систем ПС 220 кВ Просвет.

Выполнен расчет токовых цепей на 10% погрешность, выбор сечения контрольных кабелей и расчет допустимой нагрузки трансформатора тока ТТ 220 Кинельская. По результатам расчета времени до насыщения графоаналитическим методом был сделан вывод, что для удовлетворения условиям надежной работы релейной защиты рекомендуется использовать трансформаторы тока с классом точности 5PR (остаточная намагниченность $K_r=0,10$).

«Произведен расчет вторичных цепей трансформатора напряжения НКФ-220 в «режиме резервирования», когда вся нагрузка подключена на один трансформатор напряжения» [21]. Выбраны сечения кабелей от ТН до ОПУ, от ОПУ до панелей счетчиков, щитовых приборов и АУВ. Проверен существующий автоматический выключатель типа АП-50. Проверка показала, что автоматический выключатель соответствует необходимым требованиям и замене не подлежит.

Список используемой литературы и источников

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 15.12.2023).
4. ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200018003> (дата обращения 25.12.2023).
5. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 27.12.2023).
6. ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная Защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169612> (дата обращения 26.12.2023).
7. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
8. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с

решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.

9. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 09.12.2023).

10. ПНСТ 283-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161312> (дата обращения 26.12.2023).

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 25.12.2023).

12. РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036168> (дата обращения 25.12.2023).

13. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200094403> (дата обращения 25.12.2023).

14. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения 25.12.2023).

15. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/898914295> (дата обращения 25.12.2023).

16. Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (дата обращения: 27.12.2023).

17. Техническая информация о ПС 220 кВ Просвет [Электронный

ресурс]: URL: https://energybase.ru/substation/PS_220_kV_Prosvet (дата обращения 25.12.2023)

18. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс]: учебное пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2014. 447 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/34715.html> (дата обращения: 23.12.2023).

19. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Жданов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.

20. Циркуляр Ц-02-98(Э) О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200041454> (дата обращения 25.12.2023).

21. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 21.12.2023).

22. Antoun C. High Voltage Circuit Breaker and Power Transformer Failure Modes and Their Detection // 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Perth, WA, Australia, 2018, pp. 1-6.

23. Gotte N., Krampert T., Nikolic P.G. Series Connection of Gas and Vacuum Circuit Breakers as a Hybrid Circuit Breaker in High-Voltage Applications // in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 48, no. 7, pp. 2577-2584.

24. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.

25. Sousa H.F.S., de Oliveira A.C., de Santana H.N., da Costa E.G., Ferreira T.V. Analysis of Alternative Parameters of Dynamic Resistance Measurement in High Voltage Circuit Breakers // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Athens, Greece, 2018, pp. 1-4.

26. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.