

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 ПС 220 кВ в Воронежской области в части замены высоковольтных выключателей на элегазовые

Обучающийся

А.В. Седых

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2024

Аннотация

В бакалаврской работе был произведён расчёт электрических режимов для района размещения подстанции. По результатам расчётов было установлено, что токовая нагрузка элементов рассматриваемой сети не превышает допустимую, а уровни напряжений на шинах подстанции находятся в допустимых значениях для прогнозного состояния схемы на 2027 год.

Был произведен расчет токов короткого замыкания. Выполнены выбор и проверка проектируемого оборудования по электродинамической и термической стойкости к токам КЗ, а также проверка выключателей по отключающей способности токов КЗ. Выбрана и проверена гибкая ошиновка.

В связи с необходимостью внесения изменений в собственные нужды подстанции был произведен расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ, выбор проводников и автоматических выключателей.

В части релейной защиты и автоматики предусматривается установка шкафа автоматического управления выключателем.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 58 страниц, содержит 14 таблиц и 12 рисунков. Список используемых источников содержит 21 наименование. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчет установившихся электроэнергетических режимов	8
1.1 Анализ прогнозных балансов мощности Воронежской области	8
1.2 Исходные положения по расчету режимов	10
1.3 Результаты расчетов режимов работы электрической сети в районе размещения ПС 220 кВ на уровне 2027 года.....	11
1.4 Выбор и проверка оборудования по максимальным рабочим токам	15
2 Выбор основного оборудования	19
3 Электроснабжение собственных нужд	25
3.1 Расчет токов короткого замыкания в системе собственных нужд 0,4 кВ	29
3.2 Проверка кабелей на возгорание и термическую стойкость при воздействии тока короткого замыкания	39
3.3 Выбор и проверка автоматических выключателей	42
3.3.1 Проверка автоматических выключателей по номинальному току	42
3.3.2 Проверка селективности срабатывания защитных аппаратов	43
4 Изменения в релейной защите и автоматике ПС.....	47
4.1 Автоматика управления В-110 АТ-1	47
4.2 Решения по центральной сигнализации	51
4.3 Регистрация аварийных событий и интеграция в ССПИ.....	51
Заключение	53
Список используемой литературы и источников	56

Введение

Рассматриваемая в бакалаврской работе подстанция 220 кВ находится в Воронежской области в городе Бобров.

На подстанции предусмотрено выделение следующих этапов строительства по замене высоковольтных выключателей 110 кВ:

- 1 этап - В-110 АТ-1;
- 2 этап - В-110 АТ-2;
- 3 этап - В-110 Т-1.

В объем данной работы входит разработка мероприятий первого этапа, которым предусматривается следующее:

- замена малообъемного масляного выключателя типа ММО в ячейке В-110 АТ-1 на элегазовый колонковый выключатель 110 кВ;
- выполнение ошиновки вновь установленного оборудования;
- установка шкафа обогрева и заводки пружин выключателя 110 кВ, и шкафа промежуточных зажимов;
- выполнение ответвлений от существующих кабельных лотков путем устройства новых железобетонных кабельных лотков для прокладки кабелей до вновь проектируемых шкафов наружной установки;
- установка шкафа распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ) в помещении релейных панелей ОПУ-2;
- выполнение заземления проектируемого оборудования [13];
- установка шкафа АУВ В-110 АТ-1 в релейном зале ОПУ-2;
- прокладка контрольного кабеля для организации ЦС;
- прокладка контрольного кабеля до ГЩУ с заменой ключей управления и ламп сигнализации;
- интеграция вновь устанавливаемого выключателя В-110 АТ-1 в алгоритм ОБР ПС 220 кВ;

- интеграция вновь устанавливаемого шкафа АУВ в систему РАС и АРМ ПС 220 кВ;
- организация цепей отключения и запрета АПВ от основной защиты АТ-1, от резервной защиты стороны 110 кВ АТ-1, от ДЗШ-110, от центрального УРОВ-110;
- прокладка силовых и контрольных кабелей до вновь устанавливаемого оборудования и шкафов;
- сбор телесигналов обобщенной неисправности типа «сухой контакт» от устанавливаемого шкафа АУВ;
- сбор телесигналов АПТС по цифровым линиям по протоколу МЭК-61850, физический интерфейс Ethernet, от устанавливаемого шкафа АУВ;
- выполнение электропитания вновь установленных потребителей собственных нужд переменного тока и оперативного постоянного тока;
- щегление территории ПС в границах установки проектируемого оборудования.

В таблицы 1 представлены основные характеристики подстанции и изменения в результате исполнения 1 этапа реконструкции.

Таблица 1 – Техничко-экономические показатели после первого этапа реконструкции по электротехническим решениям на ПС 220 кВ

«Показатель»	Значение / Заданные характеристики	
	До реконструкции	После реконструкции
Номинальные напряжения, кВ	220/110/35/10	
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	220 кВ - ОРУ; 110 кВ-ОРУ; 35 кВ-ОРУ; 10 кВ-КРУН	

Продолжение таблицы 1

Показатель	Значение / Заданные характеристики	
	До реконструкции	После реконструкции
Тип схемы каждого РУ	ОРУ-220 кВ - Схема №220-4Н «Схема укрупненного блока (линия + 2 автотрансформатора)»; ОРУ-110 кВ - Схема №110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин»; ОРУ-35 кВ - Схема №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»; КРУН-10 кВ - Схема №10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин»	
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	ОРУ-220 кВ - 1 шт.; ОРУ-110 кВ - 8 шт.; ОРУ-35 кВ - 3 шт.; КРУН-10 кВ - 13 шт.	
Количество резервных ячеек по каждому РУ	ОРУ-220 кВ - нет; ОРУ-110 кВ - нет; ОРУ-35 кВ - нет; ОРУ-10 кВ - 3 шт.» [17]	
Тип выключателей ОРУ-110 кВ	МКП-110М-630/20У1 - 4 шт.; ММО-110-1250/20 У1-1 шт.; ММО-110-1600/31,5 У1-2 шт.; ВМТ-11 ОБ-1250/25 У1-1 шт.; ЗАР1FG-145 - 1 шт.; ЛТВ 145 D1/В - 5 шт.; ВГТ-110.Ш-40/2000 – 1 шт.	МКП-110М-630/20У1 - 4 шт.; ММО-110-1250/20 У1-1 шт.; ММО-110-1600/31,5 У1 - 1 шт.; ВМТ-110Б-1250/25 У1-1 шт.; ЗАР1FG-145 - 1 шт.; ЛТВ 145 D1/В - 5 шт.; ВГТ-110.Ш-40/2000 – 1 шт.; Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ, 2000 А, 40 кА – 1 шт.
Количество и мощность силовых (авто)трансформаторов	2×АТ: 125 МВА; 2×Т: 16 МВА	
Система собственных нужд	ТСН-1: 160 кВА; ТСН-2: 160 кВА; ТСН-3: 400 кВА; ТСН-4: 250 кВА; ДГУ: 375 кВА	
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	Аккумуляторная батарея 6ССАП 300, 120 элементов	
Вид обслуживания	С постоянным дежурством оперативного персонала	

Для электроснабжения потребителей собственных нужд 380/220 В на ПС 220 кВ выполнена система собственных нужд переменного тока, состоящая из трех трансформаторов собственных нужд 10 кВ ТСН-1, ТСН-2 типа ТМ-160/10/0,4 мощностью 160 кВА и ТСН-4 мощностью 250 кВА, а также из трансформатора собственных нужд 35 кВ ТСН-3 типа ТМ-400/35/0,4 мощностью 400 кВА. Также, на ПС 220 кВ установлена дизель-генераторная установка (ДГУ) мощностью 375 кВА для электропитания собственных нужд в автономном режиме.

Потребители собственных нужд ПС 220 кВ подключены непосредственно к щитам собственных нужд 0,4 кВ, расположенным в зданиях ОПУ-1 и ОПУ-2. Питание ЩСН ОПУ-1 выполнено от ТСН-1 и ТСН-2. Также, на 2 секции шин 0,4 кВ выполнен ввод от 3 сек. шин 0,4 кВ ЩСН ОПУ-2. Питание ЩСН ОПУ-2 выполнено от ТСН-3 и ТСН-4. Также, на 3 секции шин 0,4 кВ выполнен ввод от 2 секции шин 0,4 кВ ЩСН ОПУ-1. Кроме того, на 4 секции шин 0,4 кВ подключена ДГУ.

В связи с установкой по I этапу элегазового колонкового выключателя 110 кВ в ячейке В-110 АТ-1, в работе предусматривается организация электропитания электродвигателя завода пружин выключателя, а также обогрева привода и шкафов наружной установки. Кроме того, в связи с установкой по I этапу шкафа АУВ В-110 АТ-1 на место 75 в ОПУ-2, в работе предусматривается электропитание освещения шкафа от системы собственных нужд переменного тока ПС 220 кВ. Для этого предусматривается установка взамен резервных автоматов, а также на свободные места в панелях ЩСН ОПУ-2 новых автоматических выключателей, и прокладка силовых кабелей от ЩСН до проектируемых потребителей собственных нужд переменного тока.

Целью работы является разработка технических мероприятий по осуществлению 1 этапа замены устаревшего масляного выключателя 110 кВ у АТ-1 на новый элегазовый.

1 Расчет установившихся электроэнергетических режимов

ПС 220 кВ представляет собой тупиковую ПС 220 кВ по сети 220 кВ связанную только с ПС 330 кВ Лиски одной ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров, протяженностью 46,5 км.

По сети 110 кВ ПС 220 кВ имеет протяженные связи с Нововоронежской АЭС, ПС 500 кВ Балашовская, ПС 220 кВ Придонская.

По сети 35 кВ ПС 220 кВ имеет связи с ПС 330 кВ Лиски и ПС 220 кВ Придонская. Связи 35 кВ нормально разомкнуты.

Подобное расположение ПС 220 кВ обуславливает значительную зависимость нагрузок в сети 110 кВ от режима работы высоковольтной шунтирующей сети 220-500 кВ.

Фрагмент упрощенной схемы сети 500-220 кВ в районе ПС 220 кВ представлен на рисунке 1.

1.1 Анализ прогнозных балансов мощности Воронежской области

Воронежская область – субъект Российской Федерации, расположенный в европейской части страны. Входит в состав Центрального федерального округа. На севере граничит с Тамбовской и Липецкой областями, на востоке – с Волгоградской и Саратовской областями, на юге – с Ростовской областью и Луганской областью, на западе – с Курской и Белгородской областями.

Воронежская область занимает территорию 52,2 тыс. км². Протяженность с севера на юг составляет 277,5 км, с запада на восток – 352,0 км.

Энергосистема Воронежской области функционирует в составе ОЭС Центра параллельно с ЕЭС России. Диспетчерское управление режимами параллельной работы энергосистемы Воронежской области в составе ЕЭС России осуществляется Филиалом АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ [16].

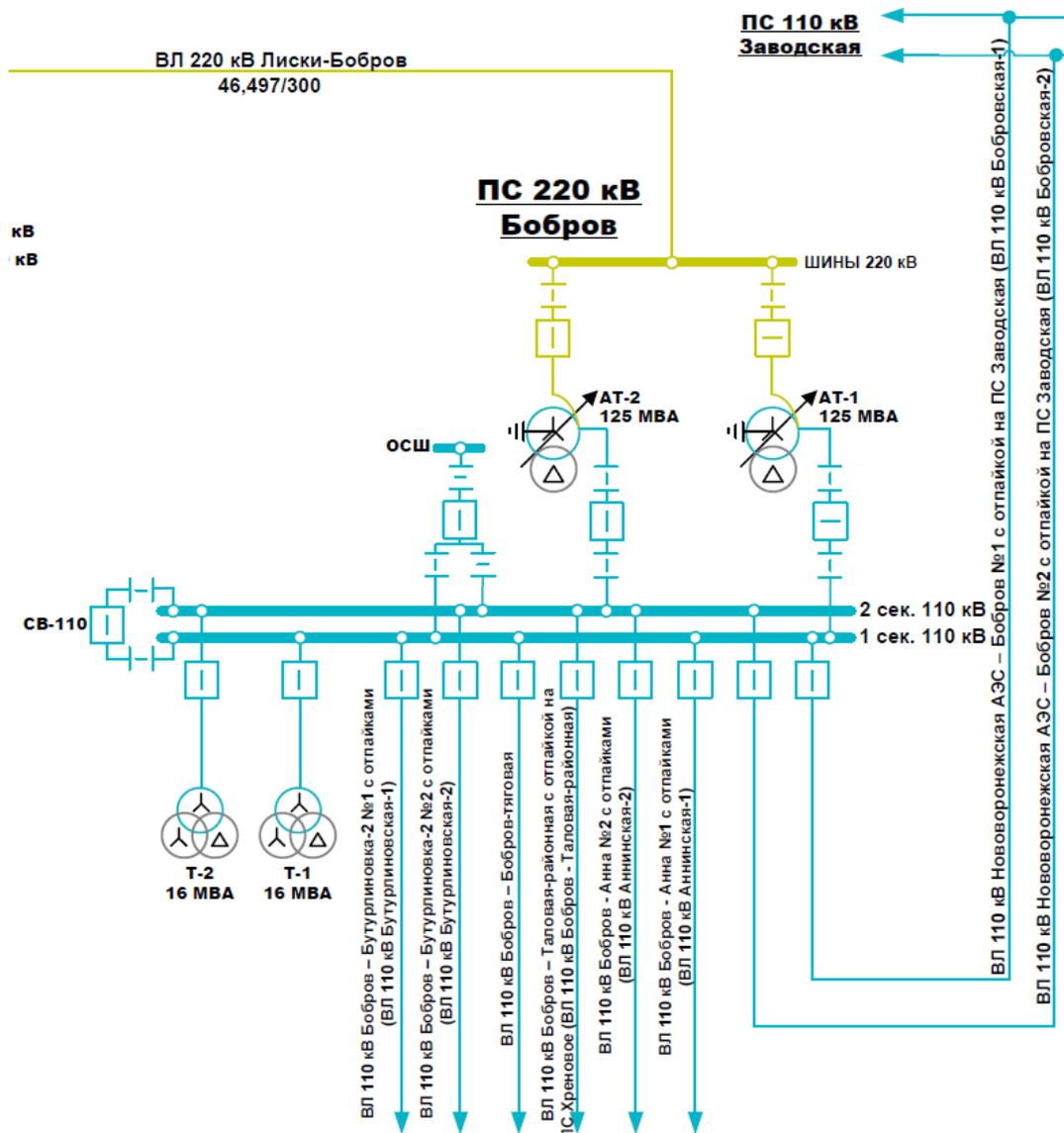


Рисунок 1 - Фрагмент упрощенной схемы сети 500-220 кВ в районе ПС

Энергосистема Воронежской области условно разделена на 3 энергорайона: Воронежский, Южный и Восточный.

Прогнозные балансы мощности Воронежской области составлены на основе данных о потреблении энергосистемы в режиме её собственного максимума, представленных в СИПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы, с учетом имеющихся заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии.

В таблице 2 представлен перспективный баланс электрической мощности энергосистемы Воронежской области до 2027 года.

Таблица 2 – Перспективный баланс электрической мощности энергосистемы Воронежской области до 2027 года

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность (собственный максимум нагрузки), МВт	1937	1948	1948	1948	1948	1948
Покрытие, МВт	4482,9	4482,9	4482,9	4484,9	4484,9	4484,9
Сальдо переток + (избыток) - дефицит	2545,9	2534,9	2534,9	2536,9	2536,9	2536,9

В таблице 3 представлен перспективный баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области до 2027 года.

Таблица 3 - Перспективный баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области до 2027 года

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность (потребление электрической энергии), МВт·ч	12,387	12,416	12,441	12,48	12,43	12,447
Покрытие, МВт·ч	29,233	29,907	29,892	30,007	29,912	29,943
Сальдо перетоков электрической энергии +(избыток) - дефицит	16,846	17,491	17,451	17,527	17,482	17,496

Как следует из данных таблиц 2 и 3, на всем рассматриваемом прогнозном периоде энергосистема Воронежской области является избыточной с тенденцией к росту избытка к окончанию прогнозного периода.

1.2 Исходные положения по расчету режимов

Были проведены расчеты электроэнергетических режимов работы сети для района размещения ПС 220 кВ.

Расчеты проводились для режимов: зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня [2].

В работе проведены электрические расчеты потокораспределения и уровней напряжения в электрической сети 110 кВ и выше рассматриваемого района на перспективу до 2027 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов по критерию токовой загрузки оборудования приведены относительно ДДТН. На основании предоставленных исходных данных в работе принимается, что АДТН оборудования сети не превышен в случае не превышения ДДТН. В случаях, когда выявлены превышения ДДТН, анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов по критерию токовой загрузки оборудования в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 проведен также относительно АДТН.

Для анализа уровней напряжения в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 приняты следующие значения минимально допустимого напряжения и аварийно допустимого напряжения:

- для сети 110 кВ значения МДН/АДН 88,5 /84,7 кВ;
- для сети 220 кВ значения МДН/АДН 177,1/169,4 кВ.

1.3 Результаты расчетов режимов работы электрической сети в районе размещения ПС 220 кВ на уровне 2027 года

На рисунке 2 представлены результаты расчетов электроэнергетических режимов для нормальной схемы в период зимнего максимума при -24°C 2027 год.

На рисунке 3 представлены результаты расчетов электроэнергетических режимов для нормальной схемы в период летнего максимума при $+30^{\circ}\text{C}$ 2027 год.

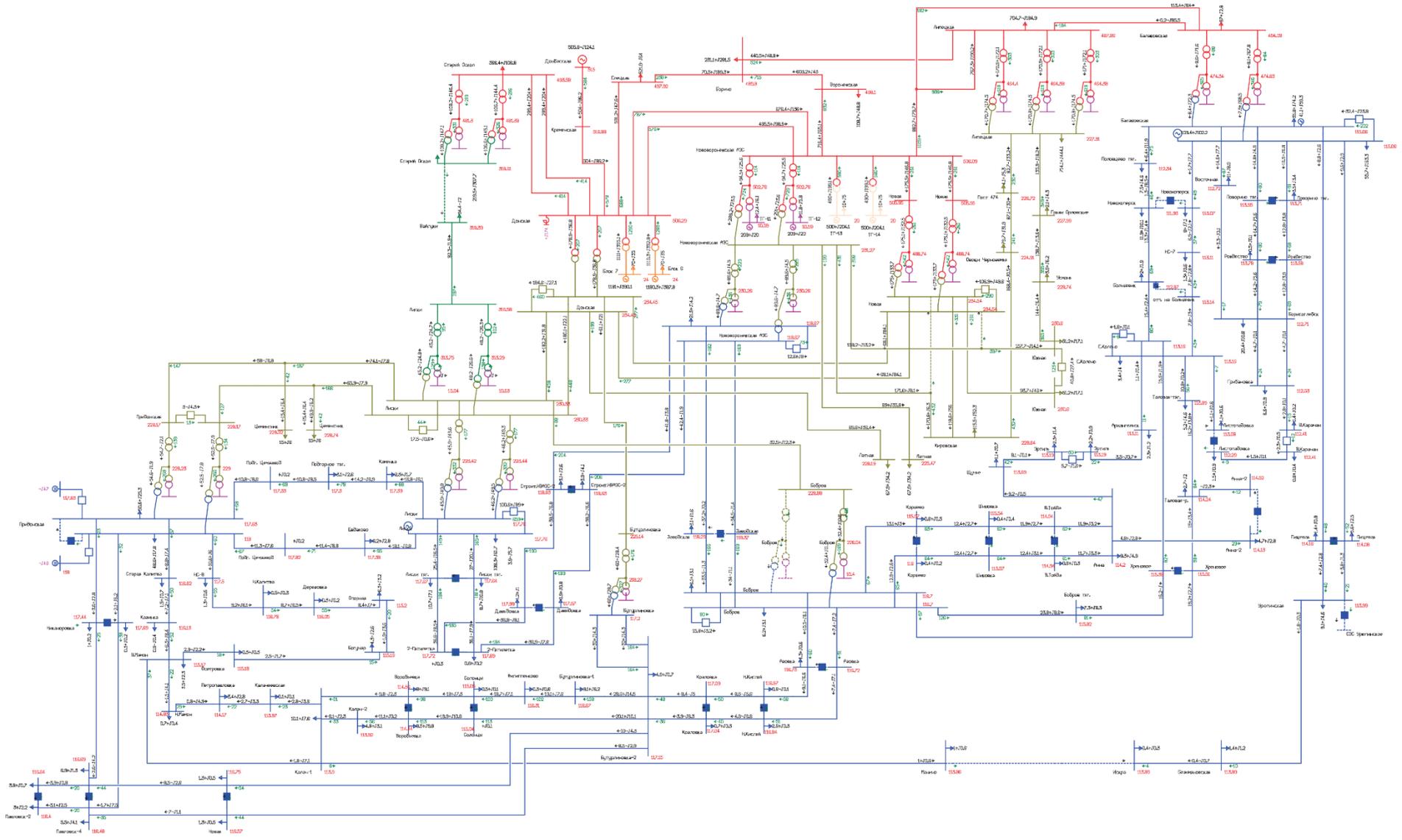


Рисунок 3 - Результаты расчета для нормальной схемы в период летнего максимума при +30°C 2027 год

Режим зимних максимальных нагрузок 2027 г. ТНВ -24°C .

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше в районе размещения ПС 220 кВ показал, что в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок на уровне 2027 года не выявлены случаи выхода уровней напряжения за допустимые пределы, а также случаи выхода токовых загрузок трансформаторного оборудования и ЛЭП выше длительно допустимых и аварийно допустимых токовых значений.

Режим зимних максимальных нагрузок 2027 г. ТНВ $+5^{\circ}\text{C}$.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше в районе размещения ПС 220 кВ показал, что в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок на уровне 2027 года не выявлены случаи выхода уровней напряжения за допустимые пределы, а также случаи выхода токовых загрузок трансформаторного оборудования и ЛЭП выше длительно допустимых и аварийно допустимых токовых значений.

Режим летних максимальных нагрузок 2027 г. ТНВ $+20^{\circ}\text{C}$.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше в районе размещения ПС 220 кВ показал, что в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах летних максимальных и минимальных нагрузок на уровне 2027 года не выявлены случаи выхода уровней напряжения за допустимые пределы, а также случаи выхода токовых загрузок трансформаторного оборудования и ЛЭП выше длительно допустимых и аварийно допустимых токовых значений.

Режим летних максимальных нагрузок 2027 г. ТНВ $+30^{\circ}\text{C}$.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше в районе размещения ПС 220 кВ показал, что в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах летних максимальных нагрузок на уровне 2027 года не выявлены случаи выхода уровней напряжения за допустимые пределы, а также случаи выхода токовых загрузок

трансформаторного оборудования и ЛЭП выше длительно допустимых и аварийно допустимых токовых значений.

1.4 Выбор и проверка оборудования по максимальным рабочим токам

На основании результатов проведенных расчетов электрических режимов определены максимальные рабочие токи по присоединениям ПС 220 кВ при различных ТНВ. Наибольшие рабочие токи по присоединениям ПС 220 кВ сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Максимальные рабочие токи по присоединениям ПС 220 кВ

Наименование присоединения	Максимальный рабочий ток, А
АТ-1(2) сторона 220 кВ	228,5
АТ-1(2) сторона 110 кВ	433,7
ВЛ 220 кВ Лиски-Бобров	228,5
ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров №1 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1)	332,4
ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров №2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-2)	359,3
ВЛ 110 кВ Бобров - Анна №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-1)	120,5
ВЛ 110 кВ Бобров - Анна №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-2)	178,6
ВЛ 110 кВ Бобров - Таловая-районная	158
ВЛ 110 кВ Бобров - Бобров-тяговая	174
ВЛ 110 кВ Бобров - Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	200,7
ВЛ 110 кВ Бобров - Бутурлиновка-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	284,7

Для реконструируемого присоединения 1Т, для выбора оборудования и проверки установленного принимается ток с учетом замены 1Т на следующий по шкале мощности с учетом его перегрузки на 40%. На основании вышеизложенного принимается мощность Т1 20 МВА, тогда ток равен 141А.

Проверка существующего оборудования и выбор проектируемого по максимальным рабочим токам сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Проверка существующего оборудования и выбор проектируемого

Наименование ячейки	Оборудование	Номинальный ток. А	Максимальный рабочий ток. А	Примечание
АТ-1(2) сторона 220 кВ	В	2000	228,5	Замена не требуется
	Р	2000		
	ТТ	600		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
АТ-1(2) сторона 110 кВ	В	2000	433,7	Проектируемый Замена не требуется
	Р	1000		
	ТТ	1000/1500		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
ВЛ 220 кВ Лиски-Бобров	В	2000	228,5	Замена не требуется
	Р	2000		
	ТТ	1200		
	ВЧЗ	2000		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС - Бобров №1 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1)	В	2000	332,4	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС - Бобров №2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-2)	В	2000	359,3	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
ВЛ 110 кВ Бобров - Анна №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-1)	В	2000	120,5	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
ВЛ 110 кВ Бобров - Анна №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-2)	В	1600	178,6	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		

Продолжение таблицы 5

Наименование ячейки	Оборудование	Номинальный ток, А	Максимальный рабочий ток, А	Примечание
В Л 110 кВ Бобров - Таловая-районная	В	630	158	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
В Л 110 кВ Бобров - Бобров-тяговая	В	2000	174	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
ВЛ 110 кВ Бобров - Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	В	630	200,7	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
Л 110 кВ Бобров - Бутурлиновка-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	В	630	284,7	Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	600		
	ВЧЗ	630		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		
ТТ сторона 110 кВ	В	2000	141	Проектируемый Замена не требуется
	Р	630		
	ТТ	300		
	Ошиновка	АС-300/39 (812 А)		

Номинальный ток проектируемого оборудования превышает максимальные рабочие токи, что удовлетворяет требованиям выбора оборудования. Номинальный ток существующего оборудования выше максимальных расчетных токов, замена не требуется. Выбор и проверка оборудования по токам короткого замыкания будут произведены в следующем разделе данной работы.

Выводы по разделу.

Задачей раздела являлся расчет электрических режимов для энергорайона размещения ПС 220 кВ в объёме, необходимом для определения

технических характеристик оборудования, устанавливаемого на ПС 220 кВ. Для оценки максимальной загрузки элементов электрической сети, уровней напряжения в работе выполнен расчет перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше рассматриваемого района для режима зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня на уровне 2027 года. Расчет электроэнергетических режимов зимних нагрузок выполнен при температуре наружного воздуха -24°C и $+5^{\circ}\text{C}$, летних нагрузок при температуре наружного воздуха $+20^{\circ}\text{C}$ и $+30^{\circ}\text{C}$.

На всем рассматриваемом прогнозном периоде энергосистема Воронежской области является избыточной с тенденцией к небольшому увеличению избытка к окончанию прогнозного периода.

Расчеты всех установившихся режимов для нормальной схемы на уровне 2027 года сети 110 кВ и выше в районе ПС 220 кВ показали, что токовая нагрузка элементов рассматриваемой электрической сети не превышает допустимую, уровни напряжений на шинах подстанций находятся в пределах допустимых значений.

Расчеты всех установившихся режимов аварийных возмущений из нормальной и ремонтных схем на уровне 2027 года сети 110 кВ и выше в районе ПС 220 кВ показали, что токовая нагрузка элементов рассматриваемой электрической сети не превышает допустимую, уровни напряжений на шинах подстанций находятся в пределах допустимых значений.

Номинальный ток проектируемого оборудования превышает максимальные рабочие токи, что удовлетворяет требованиям выбора оборудования. Номинальный ток существующего оборудования выше максимальных расчетных токов, замена не требуется.

2 Выбор основного оборудования

Первоначально определяем значения токов короткого замыкания по состоянию схемы на 2027 год.

Ударный ток КЗ рассчитывается по формуле:

$$i_{уд.кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (1)$$

где $i_{уд.кз}^{(3)}$ – ударный ток КЗ, А

$I_{кз}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей 3-ф КЗ, А

$k_{уд}$ – ударный коэффициент;

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (2)$$

где T_a - постоянная времени системы.

«Эквивалентная постоянная времени $T_{р.эkv}$ рассчитывается по формуле:

$$T_{р.эkv} = \frac{1}{I_{кз\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{кзи} \cdot T_{a,i} \right), \quad (3)$$

где $I_{кз\Sigma}$ – суммарный ток КЗ;

$I_{кзи}$ – ток КЗ в i -ой ветви;

$T_{a,i}$ – постоянная времени затухания свободной аperiodической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ» [7].

«Для присоединений, которые образуют простую радиальную сеть не имеющую поперечных связей, постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ, $T_{a,i}$ допускается рассчитывать по формуле» [9]:

$$T_{a.i} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i}, \quad (4)$$

где X_i – индуктивное сопротивление i -ой ветви;

R_i – активное сопротивление i -ой ветви;

ω – угловая частота.

Результаты расчетов токов КЗ на шинах ПС 220 кВ в максимальном режиме на 2027 год приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Токи КЗ на шинах ПС 220 кВ в максимальном режиме на 2027 год

Наименование присоединения	Токи КЗ на шинах в 2027 г.	
	$I_{\max}^{(3)}$, кА	$I_{\max}^{(1)}$, кА
ПС 220 кВ (Шины 220 кВ)	7,31	5,94
ПС 220 кВ (1 сек. 110 кВ, 2 сек. 110 кВ)	13,59	13,33
ПС 220 кВ (шины 35 кВ АТ-1)	5,75	-
ПС 220 кВ (шины 35 кВ АТ-2)	5,87	-
ПС 220 кВ (1 сек. 35 кВ)	2,28	-
ПС 220 кВ (2 сек. 35 кВ)	2,34	-
ПС 220 кВ (1 сек. 10 кВ)	5	-
ПС 220 кВ (2 сек. 10 кВ)	5,15	-

На основании выполненных расчетов можно заключить, что при выполнении технического перевооружения ПС 220 кВ в исследуемой электрической сети не требуются дополнительные мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. Существующее и проектируемое оборудование устойчиво к воздействию расчетных токов короткого замыкания.

Выбор и проверка проектируемого оборудования по электродинамической и термической стойкости к токам КЗ, а также проверка выключателей по отключающей способности токов КЗ приведены в таблице 7.

Выбор и проверка кабелей и аппаратов защиты для выполнения электропитания вновь проектируемых потребителей собственных нужд переменного тока и постоянного оперативного тока представлены далее в тексте работы.

Для выключателей при проверке на термическую стойкость при КЗ вычисляется интеграл Джоуля:

$$B_K = \int_0^{t_{откл}} i_{Kt}^2 dt, \quad (5)$$

«В связи с тем, что ($t_{откл}$) сумма времени срабатывания устройств РЗ и времени отключения выключателей меньше значений предельно допустимого времени (t_m) воздействия нормированного тока термической стойкости выключателя (I_m), проверяется условие» [12]:

$$B_K \leq I_m \cdot I_m \cdot t_m, \quad (6)$$

«Для коммутации цепей напряжением 110 кВ, переменного тока частотой 50 Гц в номинальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах, к установке принят элегазовый колонковый выключатель с электродвигательным приводом» [1]. Расчетные параметры и условия выбора выключателя 110 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 –Расчётные данные и условия выбора выключателя 110 кВ

«Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Условия выбора			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном.сети} = 110$	\leq	$U_{ном} = 110$

Продолжение таблицы 7

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{раб.макс}} = 126$	\leq	$U_{\text{макс}} = 126$
Номинальный ток, А	$I_{\text{раб.макс}} = 433,7$	\leq	$I_{\text{ном}} = 1600$
Проверка на коммутационную способность			
«Номинальный ток включения/отключения, кА	$I_{\text{п0}} = 13,59$	\leq	$I_{\text{откл}} = 31,5$
Максимальный ток включения/отключения, кА» [1]	$i_{\text{уд}} = 26,8$	\leq	$i_{\text{откл}} = 40$
Нормированное процентное содержание апериодической составляющей номинального тока отключения $\beta_{\text{норм}}$, %	$\beta_{\text{факт}} = 6,6$	\leq	$\beta_{\text{норм}} = 40$
Апериодическая составляющая номинального тока в момент времени $\tau = t_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{ат}} = 1,30$	\leq	$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}}}{100}$ $\cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 =$ $= 11,3$
Номинальный ток отключения в момент времени $\tau = t_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{кт}} = 19,67$	\leq	$i_{\text{откл.ном}} =$ $= \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot$ $\cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot$ $\cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 62,2$
Проверка на электродинамическую стойкость			
«Сквозной ток КЗ - периодическая составляющая, кА	$I_{\text{п0}} = 13,59$	\leq	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5$
Сквозной ток КЗ - наибольший пик, кА» [12]	$i_{\text{уд}} = 26,8$	\leq	$i_{\text{пр.скв}} = 40$
Проверка на термическую стойкость			
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{п0}} = 13,59$	\leq	$I_{\text{тер}} = 31,5$

Продолжение таблицы 7

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	$B_k = 159,14$	\leq	$B_{\text{тер}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_k^2 dt =$ $= I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ <p style="text-align: center;">при $t_{\text{откл}} = 3$ с</p>

Перечень проектируемого электротехнического оборудования на ПС 220 кВ приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень проектируемого электротехнического оборудования на ПС 220 кВ

Наименование, тип, марка оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Место установки
Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ. 1600 А, 31,5 кА	компл.	1	ОРУ-110 кВ
Шкаф распределения оперативного тока (ШРОТ)	шт.	1	ОПУ-2

Ошиновка вновь устанавливаемого выключателя 110 кВ выполняется сталеалюминиевыми неизолированными проводами. Сечение ошиновки выбрано с учетом допустимого по условиям короны, по максимальному рабочему току, рассчитанному в первом разделе, а также по соображениям унификации проводов в целом по ячейке. В качестве ошиновки принят провод марки АС 300/39 с двумя проводами в фазе [21].

Выводы по разделу.

Выполнен расчет токов КЗ по прогнозируемому состоянию схемы на 2027 год.

Произведены выбор и проверка проектируемого оборудования по электродинамической и термической стойкости к токам КЗ, а также проверка выключателей по отключающей способности токов КЗ.

На основании выполненных расчетов был сделан вывод о том, что в исследуемой электрической сети не требуются дополнительные мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. Существующее и проектируемое оборудование устойчиво к воздействию расчетных токов короткого замыкания.

Ошиновка вновь устанавливаемого выключателя 110 кВ выполняется сталеалюминиевыми неизолированными проводами. Сечение ошиновки выбрано с учетом допустимого по условиям короны, по максимальному рабочему току, а также по соображениям унификации проводов в целом по ячейке. В качестве ошиновки принят провод марки АС 300/39 с двумя проводами в фазе.

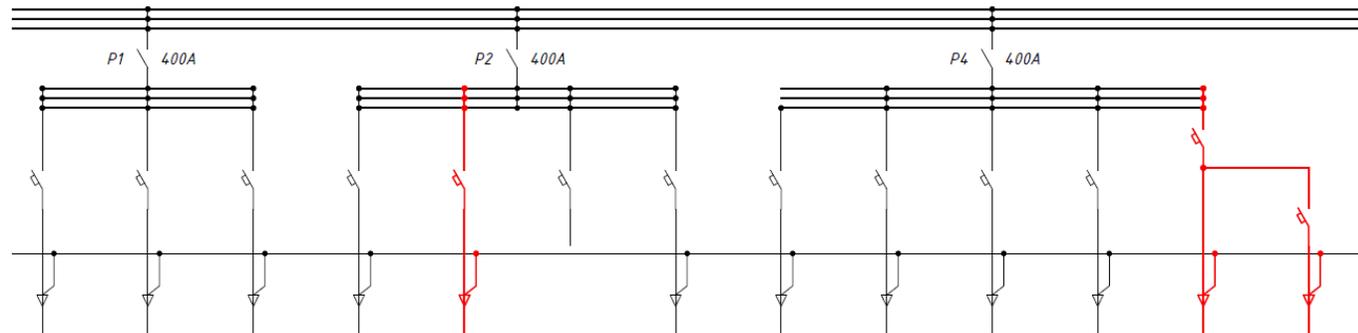
3 Электроснабжение собственных нужд

Для электроснабжения потребителей собственных нужд 380/220 В на ПС 220 кВ выполнена система собственных нужд переменного тока, состоящая из трех трансформаторов собственных нужд 10 кВ ТСН-1, ТСН-2 типа ТМ-160/10/0,4 мощностью 160 кВ·А и ТСН-4 мощностью 250 кВА, а также из трансформатора собственных нужд 35 кВ ТСН-3 типа ТМ-400/35/0,4 мощностью 400 кВА. Также, на ПС 220 кВ установлена дизель-генераторная установка (ДГУ) мощностью 375 кВ·А для электропитания собственных нужд в автономном режиме.

Потребители собственных нужд ПС 220 кВ подключены непосредственно к щитам собственных нужд 0,4 кВ, расположенным в зданиях ОПУ-1 и ОПУ-2. Питание ЩСН ОПУ-1 выполнено от ТСН-1 и ТСН-2. Также, на 2 секции шин 0,4 кВ выполнен ввод от 3 секции шин 0,4 кВ ЩСН ОПУ-2. Питание ЩСН ОПУ-2 выполнено от ТСН-3 и ТСН-4. Также, на 3 секции шин 0,4 кВ выполнен ввод от 2 секции шин 0,4 кВ ЩСН ОПУ-1. Кроме того, на 4 секции шин 0,4 кВ подключена ДГУ.

В связи с установкой элегазового колонкового выключателя 110 кВ в ячейке В-110 АТ-1, в работе предусматривается организация электропитания электродвигателя завода пружин выключателя, а также обогрева привода и шкафов наружной установки. Кроме того, в связи с установкой шкафа АУВ В-110 АТ-1 на место 75 в ОПУ-2, в работе предусматривается электропитание освещения шкафа от системы собственных нужд переменного тока ПС 220 кВ. Для этого, в работе предусматривается установка взамен резервных автоматов, а также на свободные места в панелях ЩСН ОПУ-2 новых автоматических выключателей, и прокладка силовых кабелей от ЩСН до проектируемых потребителей собственных нужд переменного тока.

Схема электрическая принципиальная щита собственных нужд ОПУ-2 ПС 220 кВ приведена на рисунках 4 и 5.



Номер панели	15													
Обозначение потребителя	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обозначение коммутационного аппарата	AB1	AB2	AB3	AB4	AB5	AB6	AB7	AB10	AB11	AB12	AB13	AB14	AB14A	
Наименование присоединения	Обогрев шкафов и ящиков наружной установки ОРУ-220 кВ	Обогрев насосной	Обогрев помещений В-220	Заводка пружин В-110 (элегаз.)	Заводка пружин В-110 АТ-1, В-110 АТ-2 (нч.1)	Резерв	Питание приборов разъединителей 1 сек. 35 кВ	Часы	Питание эл. двигателей прибора ВМТ-220 АТ-1	Питание эл. двигателей прибора В-110 Таловая	Рабочее освещение ОПУ-2	Обогрев приборов и ШНУ В-110 АТ-1, В-110 АТ-2 (нч.1)	Освещение шкафов РЗА (н.75)	
Установленная мощность, кВт	-	-	-	-	0,75	-	-	-	-	-	-	1,53	0,06	
Расчетный ток линии, А	-	-	-	-	0,4	-	-	-	-	-	-	3,9	0,03	
Тип и каталожный номер коммутационной аппаратуры	-	A3716	A3716	-	NSX100В 100А Micrologic 2.2	-	-	-	A3716	A3716	-	NSX100В 100А Micrologic 2.2	iC60N C 4A 1P	
Переменная техническая характеристика аппарата	In=20А	In=32А Ir=190А tr=6с Isd=650А tsd=0,1с	In=40А Ir=240А tr=5с Isd=650А tsd=0,1с	In=20А	In=100А Ir=40А tr=16с Isd=120А tsd=0,02с	In=250А	In=40А	In=6А	In=20А Ir=120А tr=5с Isd=650А tsd=0,1с	In=63А Ir=380А tr=6с Isd=650А tsd=0,1с	In=40А	In=100А Ir=40А tr=16с Isd=120А tsd=0,02с	In=4А Ir=4А Isd=32А	
Обозначение проводника	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Тип проводника	АВВГ	АВВГ	АВВГ	-	ВВГнг(А)-LS	-	-	-	АВВГ	АВВГ	АВВГ	ВВГнг(А)-LS	ВВГнг(А)-LS	
Сечение проводника	3x10+1x6	3x10+1x6	3x10+1x6	-	5x10	-	-	-	3x4+1x2,5	3x4+1x2,5	3x10+1x6	5x10	3x2,5	

Рисунок 4 – Фрагмент схемы электрической принципиальной щита собственных нужд ОПУ-2 ПС 220 кВ

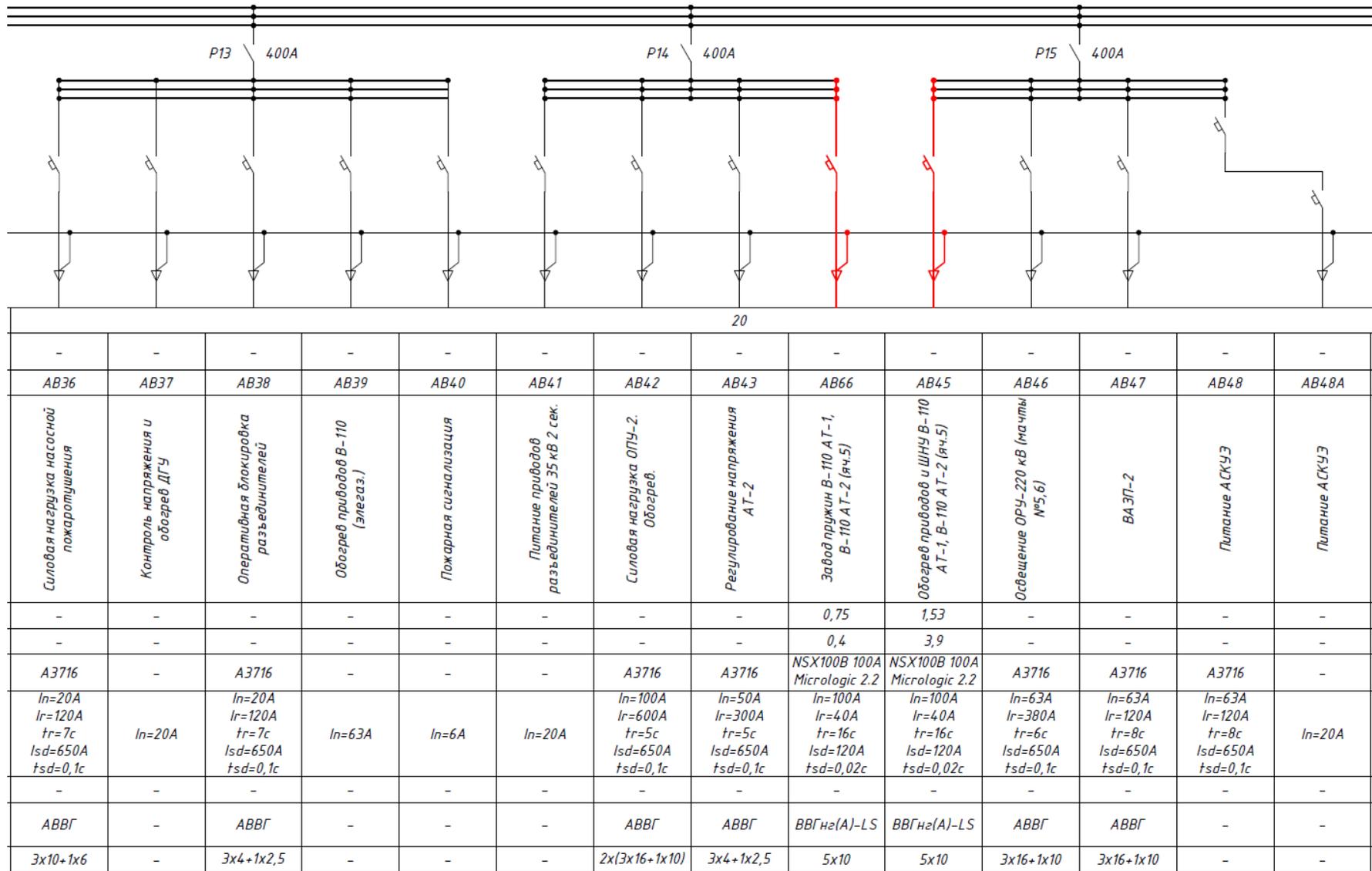


Рисунок 5 - Фрагмент схемы электрической принципиальной щита собственных нужд ОПУ-2 ПС 220 кВ

«Условие для выбора кабелей по длительно допустимому току:

$$I_{\text{длит. доп}} \geq I_{\text{раб. max}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{длит. доп}}$ – длительно допустимый ток для кабелей, А;

$I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток присоединения, А» [8].

Согласно техническим данным, предполагаемого к установке выключателя, шкафа автоматики управления выключателем, шкафа обогрева выключателя и шкафа промежуточных зажимов приняты следующие значения номинальной нагрузки, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Номинальные параметры проектируемых потребителей собственных нужд переменного тока

Наименование потребителя	Номинальное напряжение, В	Мощность, Вт	Ток, А
Электродвигатель завода пружин В-110 АТ-1	220	750	3,4
Обогрев привода В-110 АТ-1	220	850	3,9
Обогрев и освещение ШОВ-1	220	390	1,8
Обогрев и освещение Ш'ЗВ-120	220	290	1,3
Освещение шкафа п.75	220	60	0,3

Кабели питания электродвигателя завода пружин и обогрева привода и шкафов наружной установки, также выбираются с учетом удаленности электроприемников от щита собственных нужд для обеспечения нормированного уровня напряжения на клеммах электроприемников. Кроме того, проектируемые кабели должны соответствовать условиям невозгораемости и термической стойкости при токах КЗ.

Согласно п. 1.3.10 ПУЭ допустимые длительные токи для кабелей, проложенных в лотках пучками, должны приниматься как для кабелей,

проложенных в воздухе. Кабели питания шин обогрева и завода пружин, освещения шкафов РЗА, выбираются с учетом нагрузок, подключаемых на II и III этапах реконструкции [11].

В соответствии с таблицей 1.3.6 ПУЭ принимаем для подключения шин обогрева и завода пружин кабель ВВГнг(А)-LS 5×10 с длительно допустимым током 55 А, для подключения электродвигателя завода пружин, обогрева привода, ШЗВ-120 и освещения шкафа п.75 кабель ВВГнг(А)-LS 3×2,5 с длительно допустимым током 25 А.

Проверку принятых кабелей сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Проверка кабелей по длительно допустимому току

Наименование присоединения	Тип кабеля	$I_{\text{длит.доп}}$, А	$I_{\text{раб.мах}}$, А	Примечание
Питание завода пружин В-110	ВВГнг(А)-LS 5×10	55	3,4	Условие выполняется
Питание обогрева В-110 и ШНУ	ВВГнг(А)-LS 5×10	55	3,9	Условие выполняется
Питание обогрева привода В-110 АТ-1	ВВГнг(А)-LS 3×2.5	25	3,9	Условие выполняется
Питание электродвигателя завода пружин В-110 АТ-1	ВВГнг(А)-LS 3×2.5	25	3,4	Условие выполняется
Питание обогрева и освещения ШЗВ-120	ВВГнг(А)-LS 3×2.5	25	1,3	Условие выполняется
Питание освещения шкафа п.75	ВВГнг(А)-LS 3×2.5	25	0,9	Условие выполняется

3.1 Расчет токов короткого замыкания в системе собственных нужд 0,4 кВ

Расчетная и схема замещения цепи КЗ приведены на рисунках 6-8.

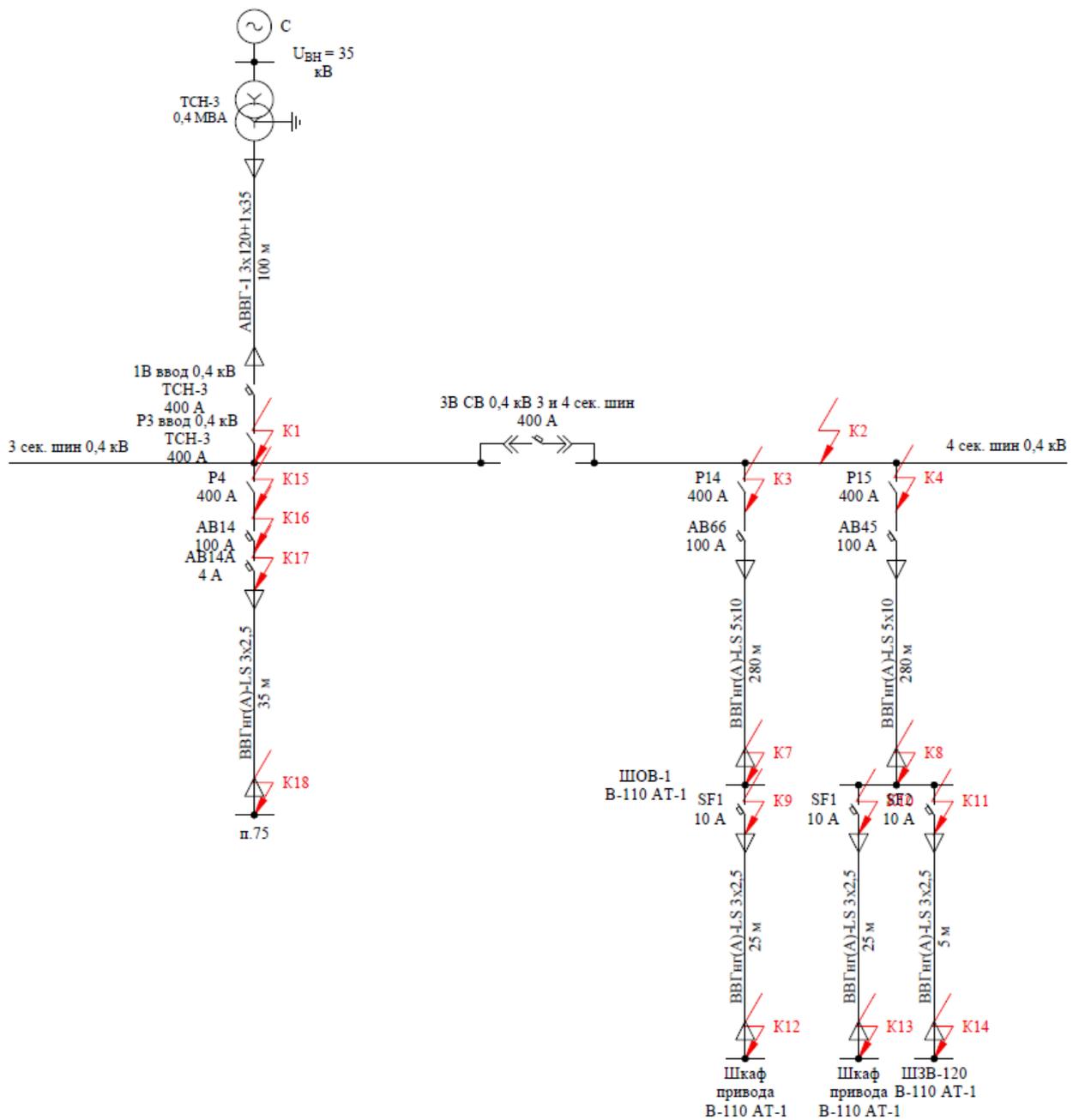


Рисунок 6 - Расчетная схема цепи КЗ в системе собственных нужд 380/220 В

Расчет выполняется для нормальной схемы электрических соединений ПС 220 кВ при питании 3 секции шин 0,4 кВ и 4 секции шин 0,4 кВ от ТСН-3 (3В СВ 0,4 кВ 3 и 4 секции шин включен).

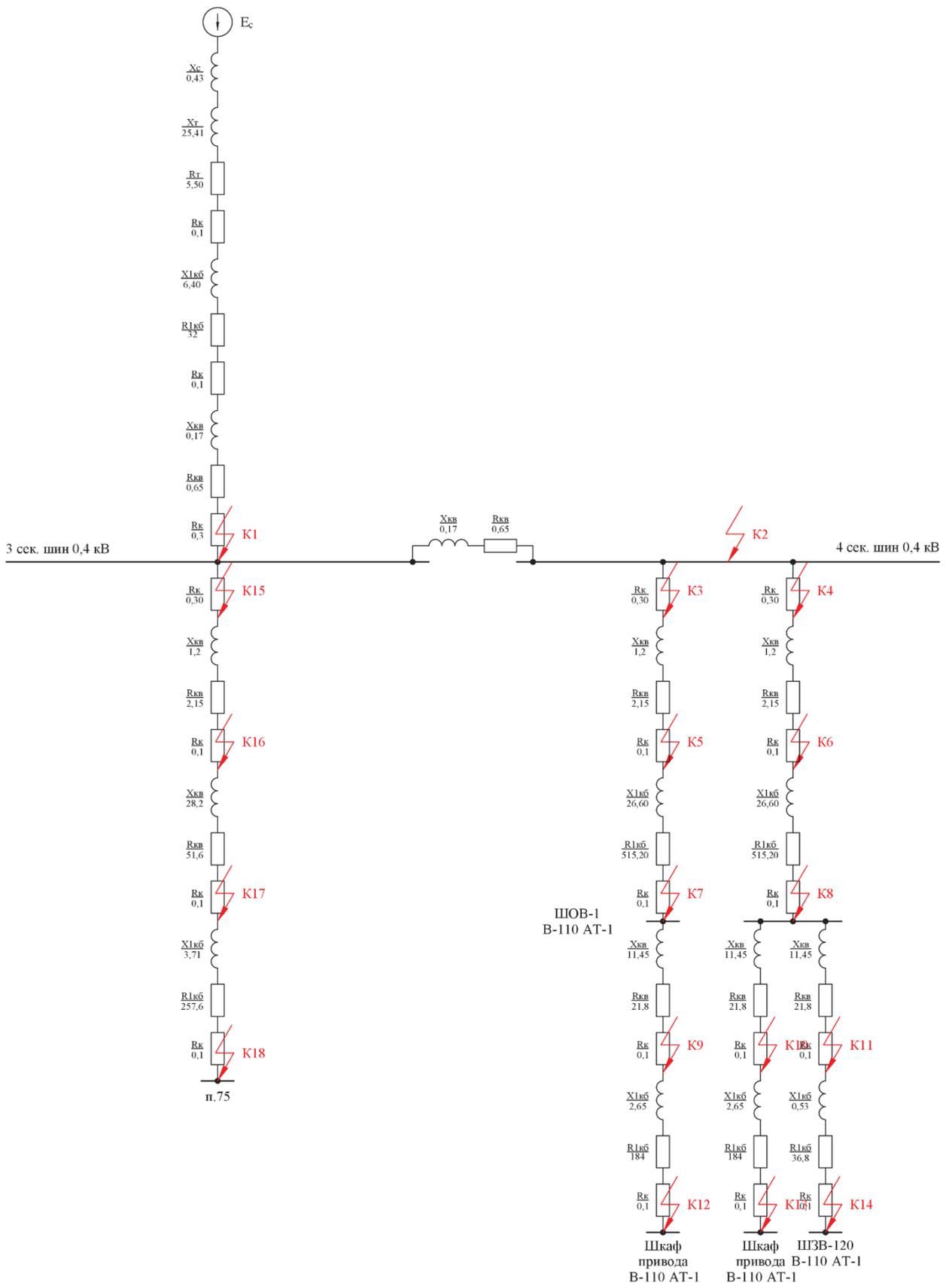


Рисунок 7 - Схема замещения прямой последовательности цепи КЗ в системе собственных нужд 380/220 В

Выполним расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ.

Определим значение эквивалентного индуктивного сопротивления энергосистемы, приведенного к ступени низшего напряжения сети для шины 35 кВ АТ-2:

$$X_C = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} I_{\text{к.ВН}} \cdot U_{\text{ср.НН}}}, \quad (8)$$

где « $U_{\text{ср.НН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

$U_{\text{ср.ВН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{к.ВН}}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора» [5].

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 5,84 \cdot 37000} = 0,43 \text{ МОм.}$$

Определим значения активного и индуктивного сопротивлений прямой последовательности понижающего трансформатора ТСН-3, приведенные к ступени низшего напряжения сети:

$$R_T = \frac{P_{\text{к.ном}} \cdot U_{\text{ННном}}^2}{S_{\text{т.ном}}^2} \cdot 10^6, \quad (9)$$

где « $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$P_{\text{к.ном}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$U_{\text{ННном}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %» [3].

$$R_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{400^2} \cdot 10^6 = 5,5 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100P_{к.ном}}{S_{т.ном}} \right)^2} \frac{U_{ННном}^2}{S_{т.ном}} \cdot 10^4, \quad (10)$$

$$X_T = \sqrt{6,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 5,5}{400} \right)^2} \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 25,41 \text{ мОм}.$$

Активные и индуктивные сопротивления токовых катушек и переходные сопротивления подвижных контактов автоматических выключателей принимаются по таблице 21 приложения 6 ГОСТ 28249-93 и по данным технических каталогов изготовителей автоматических выключателей. Данные по автоматическим выключателям в цепи КЗ в соответствии с расчетной схемой рисунка 6 приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей

Номинальный ток выключателя, А	Сопротивление катушки и контакта, мОм	
	R _{кв}	X _{кв}
4	51,6	28,2
10	21,8	11,45
100	2,15	1,2
400	0,65	0,17

Суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений R_к принимается по ГОСТ 28249-93 (пункт 2.6 и приложение 4).

«Рассчитаем активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабелей» [9].

Кабель от ТСН-3: АВВГ-1 3×120+1×35, 100 м, $R_{1кб} = 0,32$ мОм, $X_{1кб} = 0,064$ мОм, тогда:

$$R_{1кб} = \frac{0,32 \cdot 100}{1} = 32 \text{ мОм},$$

$$X_{1кб} = \frac{0,064 \cdot 100}{1} = 6,4 \text{ мОм}.$$

Рассчитаем суммарные значения активного и индуктивного сопротивлений прямой последовательности цепи КЗ до точки К1 (КЗ на 3 сек. шин 0,4 кВ):

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_{кв} + R_K + R_{1кб}, \quad (11)$$

где $R_{кв}$ и $X_{кв}$ – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек автоматических выключателей;

R_K – суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений.

$$R_{1\Sigma} = 5,5 + 0,65 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 + 32 = 38,65 \text{ мОм},$$

$$X_{1\Sigma} = X_c + X_T + X_{ТА} + X_{кв} + X_{1кб}, \quad (12)$$

$$X_{1\Sigma} = 0,43 + 25,41 + 0,17 + 6,4 = 32,41 \text{ мОм}.$$

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_{n0} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (13)$$

$$I_{n0} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{38,65 + 32,41}} = 4,58 \text{ кА}.$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$i_{a0} = \sqrt{2}I_{n0}, \quad (14)$$
$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 4,58 = 6,48 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y0}, \quad (15)$$
$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 4,58 \cdot 1,04 = 6,75 \text{ кА.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ определяется с учетом суммарных активного и индуктивного сопротивлений нулевой последовательности» [6].

В соответствии с таблицей 1 М788-1080 «Указания по расчету токов однофазных коротких замыканий в сетях до 1 кВ» сопротивления нулевой последовательности понижающих трансформаторов номинальной мощностью 400 кВА составляют:

$$R_{0г} = 55,6 \text{ мОм}, X_{0г} = 149 \text{ мОм.}$$

«Рассчитаем активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабелей» [15].

Кабель от ТСН-3: АВВГ-1 3×120+1×35, 100 м, $R_{0кб} = 1,54 \text{ мОм}$, $X_{0кб} = 0,545 \text{ мОм}$, тогда в пересчете на длину и количество кабелей:

$$R_{0кб} = \frac{1,54 \cdot 100}{1} = 154 \text{ мОм,}$$

$$X_{0кб} = \frac{0,545 \cdot 100}{1} = 54,5 \text{ мОм.}$$

Рассчитаем суммарные значения активного и индуктивного сопротивлений нулевой последовательности цепи КЗ до точки К1

$$R_{0\Sigma} = R_{0Т} + R_{кв} + R_{к} + R_{0кб}, \quad (16)$$

$$R_{0\Sigma} = 55,6 + 0,65 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 + 154 = 210,75 \text{ мОм,}$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0Т} + X_{кв} + X_{0кб}, \quad (17)$$

$$X_{0\Sigma} = 149 + 0,17 + 54,5 = 203,67 \text{ мОм.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в точке К1:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{cp.HH}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (18)$$

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 38,65 + 210,75)^2 + (2 \cdot 32,41 + 203,67)^2}} = 1,76 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока однофазного дугового замыкания для точки К1:

$$I_{\partial}^{(1)} = I_{n0}^{(1)} \cdot K_c, \quad (19)$$

$$I_{\partial}^{(1)} = 1,76 \cdot 0,92 = 1,61 \text{ кА,}$$

где « K_c – среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в начальный момент дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ, определяемого по формуле» [4]:

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_k + 0,114 \sqrt{Z_k} - 0,13 \sqrt[3]{Z_k} \text{ , ,} \quad (20)$$

где « Z_k – сопротивление цепи КЗ при однофазном КЗ» [4];

$$Z_k^{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2} \text{ , ,} \quad (21)$$

$$Z_k^{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 38,65 + 210,75)^2 + (2 \cdot 32,41 + 203,67)^2} = 131,26 \text{ МОм,}$$

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 131,26 + 0,114 \sqrt{131,26} - 0,13 \sqrt[3]{131,26} = 0,92 \text{ ,}$$

Расчеты токов короткого замыкания для остальных точек КЗ выполняются по аналогичной методике. Результаты расчетов токов КЗ для расчетной схемы рисунка 6 представим в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ в системе собственных нужд 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	i_{a0} , кА	$i_{уд}$, кА	$I^{(1)}_{п0}$, кА	$I^{(1)}_д$, кА
К1	4,58	6,48	6,75	1,76	1,61
К2	4,52	6,39	6,65	1,75	1,61
К3	4,50	6,36	6,62	1,75	1,60
К4	4,50	6,36	6,62	1,75	1,60
К5	4,29	6,06	6,30	1,72	1,58
К6	4,29	6,06	6,30	1,72	1,58
К7	0,41	0,58	0,58	0,31	0,21
К8	0,41	0,58	0,58	0,31	0,21
К9	-	-	-	0,30	0,19
К10	-	-	-	0,30	0,19
К11	-	-	-	0,30	0,19
К12	-	-	-	0,24	0,114
К13	-	-	-	0,24	0,114
К14	-	-	-	0,29	0,17
К15	4,56	6,45	6,72	1,76	1,61
К16	-	-	-	1,72	1,59
К17	-	-	-	1,21	1,14
К18	-	-	-	0,55	0,50

3.2 Проверка кабелей на невозгорание и термическую стойкость при воздействии тока короткого замыкания

«Согласно п. 1 приложения 2 циркуляра № Ц-02-98 (Э) «О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания» при проверке кабелей на невозгорание рассчитывается ток трехфазного металлического короткого замыкания в начале проверяемого кабеля или за отрезками кабеля длиной до 20 м (кабели до 1 кВ), а также учитывая сопротивление электрической дуги в месте КЗ и увеличение активных сопротивлений кабелей от протекающего тока трехфазного КЗ» [20].

Для проверки принимаем максимальный ток КЗ в начале проверяемого кабеля. На примере кабеля ВВГнг(А)-LS 3×2,5, питающего электродвигатель завода пружин В-110 АТ-1, отобразим методику проверки кабелей на невозгорание и термическую стойкость при КЗ. По результатам расчета токов КЗ (таблица 12) максимальный ток КЗ в начале кабеля (точка К9) составил 0,3 кА.

$$\Theta_n = \Theta_0 + (\Theta_{\text{дд}} - \Theta_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2, \quad (22)$$

где « Θ_0 – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, принимаемая по СП 131.13330.2020 для района строительства 27 °С;

$\Theta_{\text{дд}}$ – значение расчетной длительно допустимой температуры жилы, °С, равной для кабелей с пластмассовой изоляцией 70 °С;

$\Theta_{\text{окр}}$ – значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха) 25 °С;

$I_{\text{раб}}$ – значение тока перед КЗ, А.;

$I_{\text{дд}}$ – значение расчетного длительно допустимого тока, А, в соответствии с таблицей П1.2 циркуляра № Ц-02-98 (Э)» [20].

$$\Theta_n = 27 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{3,4}{26}\right)^2 = 27,77 \text{ }^\circ\text{C}.$$

«Температура жилы в конце КЗ определяется по формуле» [20]:

$$\Theta_k = \Theta_n \cdot e^{\kappa} + a \cdot (e^{\kappa} - 1), \quad (23)$$

где «а – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °С, равная 228 °С.

$$\Theta_k = 27,77 \cdot e^{0,03} + 228 \cdot (e^{0,03} - 1) = 36,49 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$\kappa = \frac{(v \cdot B_{тер})}{S^2}, \quad (24)$$

$$\kappa = \frac{(19,58 \cdot 0,01)}{2,5^2} = 0,03,$$

где v – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для меди $19,58 \text{ мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;
 $B_{тер}$ – тепловой импульс от тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;
 S – сечение жилы, мм^2 .

Полученное значение температуры жилы в конце КЗ не превышает расчетную температуру токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание $350 \text{ }^\circ\text{C}$ » [20]:

$$36,49 \text{ }^\circ\text{C} < 350 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Условие невозгорания принятого в проекте кабеля ВВГнг(А)-LS 3×2,5 при воздействии тока КЗ выполняется.

Проверка кабелей на термическую стойкость проводится аналогично проверке на возгорание при отключении цепи КЗ от основной защиты [14].

Результаты проверки для остальных проектируемых кабелей по невозгоранию при воздействии тока КЗ и термической стойкости приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка кабелей по невозгоранию и термической стойкости

Наименование присоединения	Марка кабеля	$I_{п0}$, кА	$\Theta_{п}$, °С	к	totкл, °С	$W_{тер}$, кА ² -с	$\Theta_{к}$, °С	Условие проверки
Проверка кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания								
Питание завода пружин В-110	ВВГнг(А) - LS5×10	2,32	27,1 7	0,65	0,60	3,33	262,25	< 350 °С
Питание обогрева В-110 и ШНУ	ВВГнг(А) - LS5×10	2,32	27,2 3	0,65	0,60	3,33	262,35	< 350 °С
Питание электродвигателя завода пружин В-110 АТ-1	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	0,30	27,7 7	0,01	0,02	0,004	30,64	< 350 °С
Питание обогрева привода В-110 АТ-1	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	0,30	28,0 1	0,01	0,02	0,004	30,89	< 350 °С
Питание обогрева и освещения ШЗВ-120	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	0,30	27,1 1	0,01	0,02	0,004	29,98	< 350 °С
Питание освещения шкафа п. 75	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	1,21	27,0 1	0,18	0,02	0,06	77,92	< 350 °С
Проверка кабелей на термическую стойкость								
Питание завода пружин В-110	ВВГнг(А) - LS5×10	4,29	27,1 7	0,11	0,01	0,55	56,28	< 160 °С
Питание обогрева В-110 и ШНУ	ВВГнг(А) - LS5×10	4,29	27,2 3	0,11	0,01	0,55	56,34	< 160 °С
Питание электродвигателя завода пружин В-110 АТ-1	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	0,30	27,7 7	0,01	0,01	0,003	29,92	< 160 °С
Питание обогрева привода В-110 АТ-1	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	0,30	28,0 1	0,01	0,01	0,003	30,17	< 160 °С

Продолжение таблицы 13

Наименование присоединения	Марка кабеля	$I_{п0}$, кА	Θ_n , °С	к	totкл, °С	$V_{тер}$, кА ² -с	Θ_k , °С	Условие проверки
Питание обогрева и освещения ШЗВ-120	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	0,30	27,1 1	0,01	0,01	0,003	29,26	< 160 °С
Питание освещения шкафа п. 75	ВВГнг(А) - LS 3×2,5	1,21	27,0 1	0,14	0,01	0,04	64,31	< 160 °С

3.3 Выбор и проверка автоматических выключателей

В качестве аппаратов защиты линии питания шкафа обогрева и завода пружин В-110 АТ- 1 приняты автоматические выключатели NSX100В 100А Micrologic 2.2. Для защиты линий питания электродвигателя завода пружин, обогрева привода В-110 АТ-1 и обогрева ШЗВ-120 приняты автоматические выключатели iC60N С 10А 1Р. Для защиты линии питания освещения шкафов РЗА принят автоматический выключатель iC60N С 4А 1Р.

3.3.1 Проверка автоматических выключателей по номинальному току

Автоматические выключатели должны удовлетворять условию:

$$I_{ном} \geq I_{ном\ расч}, \quad (25)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток автоматического выключателя, А;

$I_{ном.расч}$ – расчетный ток линии, А.

Расчетная токовая нагрузка проектируемых потребителей приведена в графической части работы.

Результаты проверки, проектируемых автоматических выключателей, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка автоматических выключателей по номинальному току

Наименование присоединения	Тип автоматического выключателя	Ином, А	Ином.расч, А	Примечание
Питание завода пружин В-110	NSX100В 100А Micrologic 2.2	100	0,41	Условие выполняется
Питание обогрева В-110 и ШНУ	NSX100В 100А Micrologic 2.2	100	3,9	Условие выполняется
Питание электродвигателя завода пружин В-110 АТ-1	iC60N С 10А IP	10	0,41	Условие выполняется
Питание обогрева привода В-110 АТ-1	iC60N С 10А IP	10	3,9	Условие выполняется
Питание обогрева и освещения ШЗВ-120	iC60N С 10А IP	10	1,3	Условие выполняется
Питание освещения шкафа п.75	iC60N С 4А IP	4	0,11	Условие выполняется

3.3.2 Проверка селективности срабатывания защитных аппаратов

Для проверки селективности действия существующих и проектируемых автоматических выключателей выполним построение карт селективности.

«Проверку защитных аппаратов, установленных последовательно в рассматриваемой электрической цепи, на селективность, требуется проводить попарно.

Селективность защитных аппаратов проверяется в общей зоне защиты аппаратов, для нижестоящего аппарата эта зона является основной, для вышестоящего – резервной.

Проверка защитных аппаратов на селективность считается выполненной в случае, если их защитные характеристики с учетом разброса не пересекаются в диапазоне токов от минимального до максимального тока короткого замыкания» [18]. На рисунках 9-12 построены карты селективности выбранных выключателей.

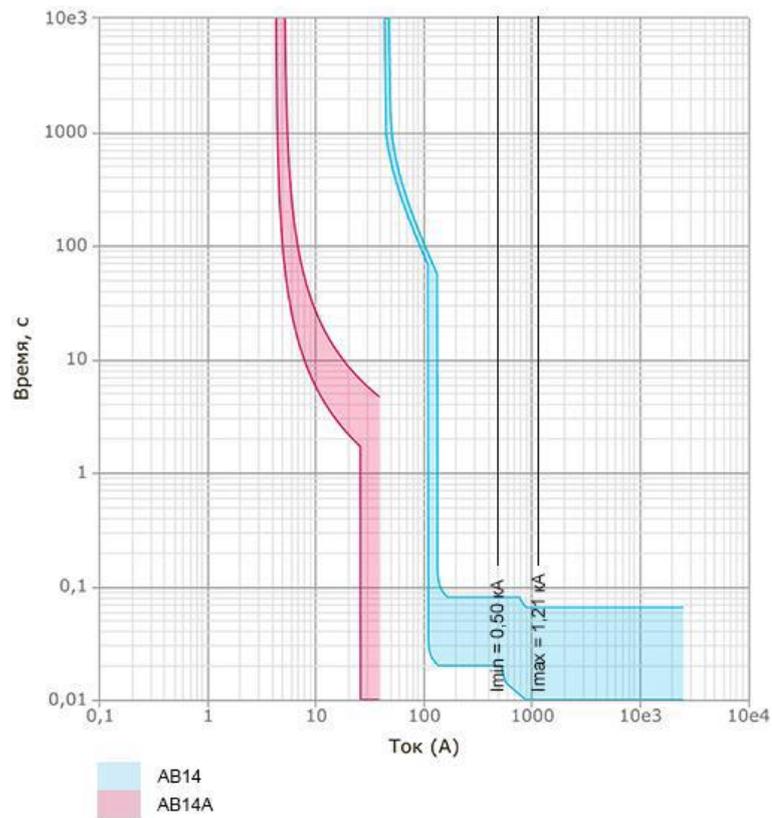


Рисунок 9 – Карта селективности автоматических выключателей АВ14 (NSX100В 100А Micrologic 2.2) и АВ14А (iC60N С 4А 1Р)

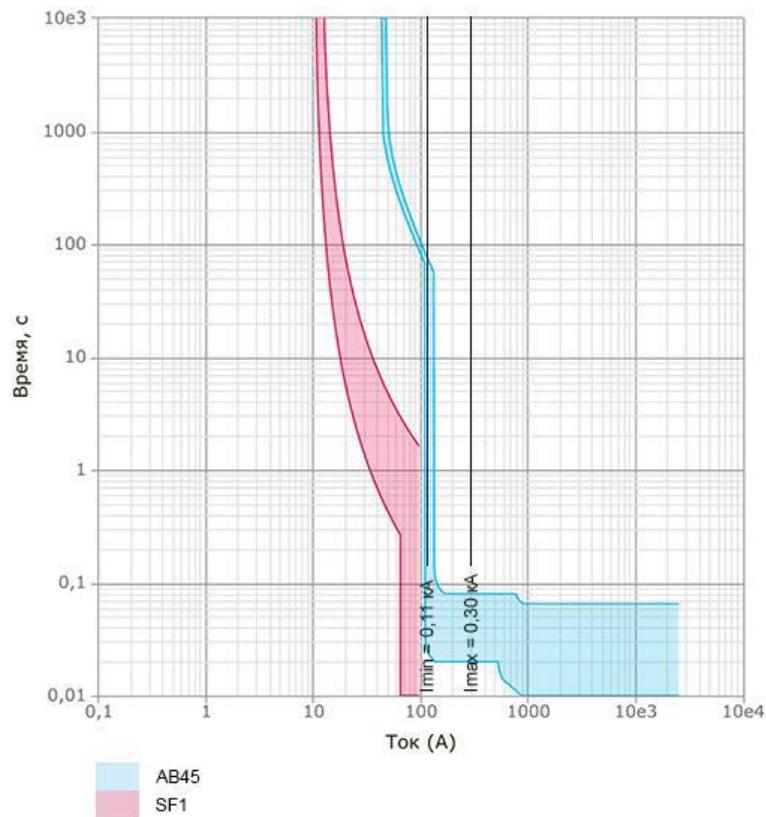


Рисунок 10 – Карта селективности автоматических выключателей АВ45 (NSX100В 100А Micrologic 2.2) и SF1 (iC60N С 10А 1Р)

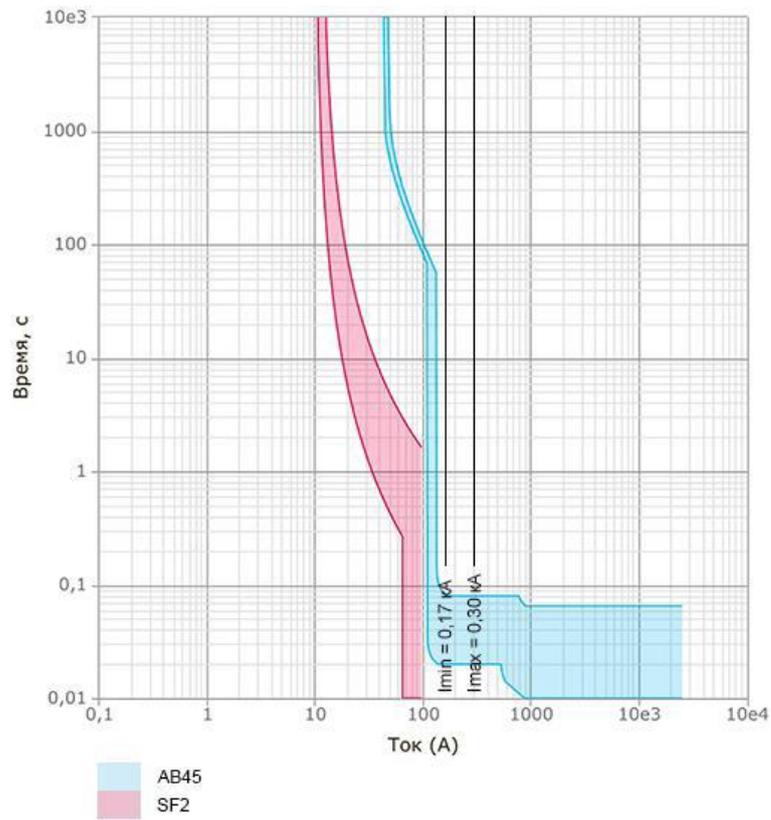


Рисунок 11 – Карта селективности автоматических выключателей AB45 (NSX100B 100A Micrologic 2.2) и SF2 (iC60N C 10A 1P)

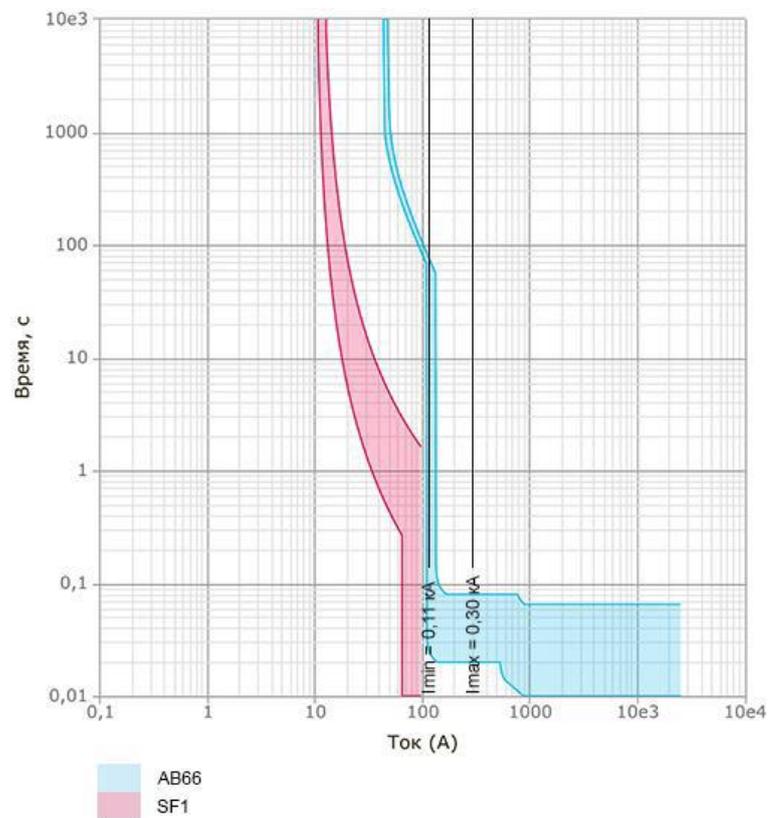


Рисунок 12 – Карта селективности автоматических выключателей AB66 (NSX100B 100A Micrologic 2.2) и SF1 (iC60N C 10A 1P)

По итогам проверки селективность защитных аппаратов обеспечивается.

Выводы по разделу.

В связи с установкой элегазового колонкового выключателя 110 кВ в ячейке В-110 АТ-1, в работе предусматривается организация электропитания электродвигателя завода пружин выключателя, а также обогрева привода и шкафов наружной установки.

Для этого, в работе предусматривается установка взамен резервных автоматов, а также на свободные места в панелях ЩСН ОПУ-2 новых автоматических выключателей, и прокладка силовых кабелей от ЩСН до проектируемых потребителей собственных нужд переменного тока.

Был произведен расчет токов КЗ в цепях собственных нужд ПС.

Выбранные кабели были проверены на невозгорание и термическую стойкость при воздействии токов короткого замыкания в соответствии с циркуляром Ц-02-98.

Выбранные автоматические выключатели были проверены на отключающую способность, селективность срабатывания и чувствительность.

4 Изменения в релейной защите и автоматике ПС

В рамках I этапа предусматривается замена В-110 АТ-1 типа ММО на элегазовый, в связи с чем в части РЗА предусматривается следующее:

- установка шкафа АУВ В-110 АТ-1 типа ШЭТ 251.01-0 для архитектуры I типа на место 75Р в релейном зале ОПУ-2;
- прокладка контрольного кабеля для организации ЦС;
- прокладка контрольного кабеля до ГЩУ с заменой ключей управления и ламп сигнализации;
- интеграция вновь устанавливаемого выключателя В-110 АТ-1в алгоритм ОБР ПС 220 кВ;
- интеграция вновь устанавливаемого шкафа АУВ в систему РАС и АРМ ПС 220 кВ;
- организация цепей отключения и запрета АПВ от основной защиты АТ-1, от резервной защиты стороны 110 кВ АТ-1, от ДЗШ-110, от центрального УРОВ-110.

4.1 Автоматика управления В-110 АТ-1

В настоящей работе для установки на ПС 220 кВ выбираем типовые шкафы ШЭТ 251.01-0 с архитектурой I типа. Проектируемый шкаф АУВ В-110 АТ-1 устанавливается на место 75Р в релейном зале ОПУ-2.

«АУВ формирует сигналы на включение и отключение выключателя по командам, приходящим от защит или ключа дистанционного управления (ГЩУ).

Автоматика управления выключателем содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;
- защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);

- узел включения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- узел фиксации положения выключателя;
- узел фиксации несоответствия;
- защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока;
- узел контроля исправности цепей ЭМ управления;
- автономный регистратор аварийных событий.

Аппаратно указанные выше функции комплекта реализованы на базе микропроцессорного терминала» [19].

АПВ.

Предусмотрена возможность АПВш/АТ/сх/1 автоматическое повторное включение с контролем напряжений на шинах и синхронизма стороны 110 кВ и 35 кВ, однократное. Соответственно в настоящей работе предусматривается подключение проектируемого МА АУВ к цепям ТН-110 и 35 кВ.

«Узел включения выключателя.

Узел включения выключателя формирует сигнал на электромагниты включения выключателя (ЭМВ) при поступлении команды «Включить» от ключа управления, при действии устройства АПВ на повторное включение выключателя или от внешнего сигнала (через программируемый дискретный вход).

Обеспечивается подхват цепи действия на электромагниты включения на все время, пока по электромагнитам включения протекает ток. Разрыв цепи включения осуществляется блок- контактом выключателя.

Если при наличии команды «Включить» или действии устройства АПВ на повторное включение фиксируется протекание тока через электромагнит отключения выключателя (что соответствует включению на короткое замыкание), то выключатель переводится в отключенное состояние и цепь действия на включение выключателя блокируется на все время присутствия сигналов на включение выключателя» [12].

«Узел отключения выключателя.

Узел отключения выключателя формирует сигнал на электромагниты отключения выключателя при поступлении любого из сигналов:

- команды «Отключить» от ключа управления;
- действия ЗНФ и ЗНФР;
- от внешнего сигнала.

Обеспечивается подхват цепи действия на электромагниты отключения на все время, пока по электромагнитам отключения протекает ток. Разрыв цепи отключения осуществляется блок-контактом выключателя.

Узел фиксации несоответствия.

Узел формирует сигнал пуска АПВ в режиме, когда на его вход поступает сигнал о сработавшем состоянии узла фиксации положения выключателя и сигнал об отключенном положении выключателя.

Защита электромагнитов управления от длительного протекания тока.

Защита электромагнитов управления контролирует наличие токов через электромагнит включения и электромагниты отключения и, если длительность протекания одного из токов превышает выдержку времени защиты (1 – 2) с, формирует сигнал во внешние цепи на обесточивание электромагнитов.

Узел контроля исправности цепей электромагнитов управления.

Узел осуществляет контроль исправного состояния цепи первой и второй группы электромагнитов отключения (ЭМО1 и ЭМО2) при включенном выключателе и цепи электромагнита включения (ЭМВ) при отключенном выключателе. При обрывах указанных цепей и отсутствии срабатывания ЗНФ (последнее только для выключателей с пофазными электромагнитами управления), а также при исчезновении оперативного тока цепей управления, формируется сигнал о неисправности цепей управления.

Узел контроля исправности датчиков тока электромагнитов управления.

Узел осуществляет контроль исправного состояния датчиков тока первой и второй группы электромагнитов отключения (ЭМО1 и ЭМО2) при отключении выключателя и датчика тока электромагнита включения (ЭМВ)

при включении выключателя. При несрабатывании датчиков тока и отсутствии срабатывания неисправности цепей электромагнитов управления формируется сигнал о неисправности датчиков тока» [12].

УРОВ.

Для присоединений 110 кВ в здании ОПУ-1 установлена панель централизованного УРОВ №58 на электромеханической базе. Проектом предусматривается интеграция нового выключателя (МПТ АУВ) в существующую схему централизованного УРОВ. Для этого с нового шкафа АУВ в панель УРОВ передаются сигналы РПВ.

При коротком замыкании и отказе выключателя УРОВ с выдержкой времени действует на отключение секции шин 110 кВ, за которой зафиксировано присоединение, посредством ДЗШ 110 кВ.

Проектируемые МП терминалы АУВ способны работать при частоте в сети 45-55 Гц.

В части интеграции вновь устанавливаемого оборудования в существующую систему РЗА в работе предусматривается:

- действие основной защиты АТ-1(ОПУ-2 49Р) на отключение В-110 АТ-1 (через ЭМО1) с запретом АПВ;
- действие резервной защиты стороны 110 кВ АТ-1(ОПУ-2 48Р) на отключение В-110 АТ-2 (через ЭМО1);
- действие ДЗШ-110 (ОПУ-1 55Р) на отключение В-110 АТ-1(через ЭМО1) с запретом АПВ;
- сигнал РПВ от АУВ в УРОВ-110 (ОПУ-1 58Р);
- организация цепей центральной сигнализации (ОПУ-2 п.1);
- организация цепей управления выключателя от ключа управления ГЩУ (ОПУ-2 п.2);
- организация команд РАС (РАС АУРА ОПУ-№1 50Р).

Управление вновь устанавливаемыми выключателями предусматривается со шкафов управления ГЩУ (ОПУ-2 п.2).

4.2 Решения по центральной сигнализации

В данной работе не предусматривается расширение существующей системы ЦС. Проектируемое оборудование интегрируется в существующую систему ЦС. Предусматривается подключение следующих звуковых/световых сигналов к шкафу ЦС:

- неисправность АУВ В-110 АТ-1.

Для интеграции вновь устанавливаемых устройств в систему ЦС в работе предусматривается подключение устройств к шинкам АС и ПС.

4.3 Регистрация аварийных событий и интеграция в ССПИ

Для организации регистрации аварийных событий используется существующий РАС АУРА в ОПУ-1 №1 50Р.

«РАС предназначен для измерения напряжения и силы постоянного тока, действующих значений напряжения и силы переменного тока, частоты, активной, реактивной и полной мощности; а также для регистрации, хранения и анализа информации о стационарных и переходных процессах регистрации аварийных событий и систем мониторинга переходных процессов (СМНР), предшествующих и сопутствующих аварийным отклонениям параметров электрической сети» [10].

Предусматривается осциллографирование сигнала «Срабатывание» проектируемого шкафа, указанный сигнал подключаются на БКД-64 указанного шкафа РАС АУРА в ОПУ-1 №1 на входы 49.

Сигнал формируется н.з. контактом МПТ, сигнал положение выключателя переключающимся блок-контактом выключателя.

Выводы по разделу.

В части РЗиА предусматривается установка шкафа АУВ В-110 АТ-1 типа ШЭТ 251.01-0 в релейном зале ОПУ-2. АУВ формирует сигналы на

включение и отключение выключателя по командам, приходящим от защит или ключа дистанционного управления с ГЩУ.

Автоматика управления выключателем содержит следующие основные устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;
- защиту от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);
- узел включения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- автономный регистратор аварийных событий.

Данный набор функций комплекта реализуется на базе микропроцессорного терминала.

Заключение

Целью работы являлась разработка технических мероприятий по осуществлению 1 этапа замены устаревшего масляного выключателя 110 кВ у АТ-1 на новый элегазовый.

Выполнен расчет электрических режимов для энергорайона размещения ПС 220 кВ в объеме, необходимом для определения технических характеристик оборудования, устанавливаемого на ПС 220 кВ. Для оценки максимальной загрузки элементов электрической сети, уровней напряжения в работе выполнен расчет перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше рассматриваемого района для режима зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня на уровне 2027 года. Расчет электроэнергетических режимов зимних нагрузок выполнен при температуре наружного воздуха -24°C и $+5^{\circ}\text{C}$, летних нагрузок при температуре наружного воздуха $+20^{\circ}\text{C}$ и $+30^{\circ}\text{C}$.

На всем рассматриваемом прогнозном периоде энергосистема Воронежской области является избыточной с тенденцией к небольшому увеличению избытка к окончанию прогнозного периода.

Расчеты всех установившихся режимов для нормальной схемы на уровне 2027 года сети 110 кВ и выше в районе ПС 220 кВ показали, что токовая нагрузка элементов рассматриваемой электрической сети не превышает допустимую, уровни напряжений на шинах подстанций находятся в пределах допустимых значений.

Расчеты всех установившихся режимов аварийных возмущений из нормальной и ремонтных схем на уровне 2027 года сети 110 кВ и выше в районе ПС 220 кВ показали, что токовая нагрузка элементов рассматриваемой электрической сети не превышает допустимую, уровни напряжений на шинах подстанций находятся в пределах допустимых значений.

Номинальный ток проектируемого оборудования превышает максимальные рабочие токи, что удовлетворяет требованиям выбора оборудования. Номинальный ток существующего оборудования выше максимальных расчетных токов, замена не требуется.

Выполнен расчет токов КЗ по прогнозируемому состоянию схемы на 2027 год.

Произведены выбор и проверка проектируемого оборудования по электродинамической и термической стойкости к токам КЗ, а также проверка выключателей по отключающей способности токов КЗ.

На основании выполненных расчетов был сделан вывод о том, что в исследуемой электрической сети не требуются дополнительные мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. Существующее и проектируемое оборудование устойчиво к воздействию расчетных токов короткого замыкания.

Ошиновка вновь устанавливаемого выключателя 110 кВ выполняется сталеалюминиевыми неизолированными проводами. Сечение ошиновки выбрано с учетом допустимого по условиям короны, по максимальному рабочему току, а также по соображениям унификации проводов в целом по ячейке. В качестве ошиновки принят провод марки АС 300/39 с двумя проводами в фазе.

В связи с установкой элегазового колонкового выключателя 110 кВ в ячейке В-110 АТ-1, в работе предусматривается организация электропитания электродвигателя завода пружин выключателя, а также обогрева привода и шкафов наружной установки.

Для этого, в работе предусматривается установка взамен резервных автоматов, а также на свободные места в панелях ЩСН ОПУ-2 новых автоматических выключателей, и прокладка силовых кабелей от ЩСН до проектируемых потребителей собственных нужд переменного тока.

Был произведен расчет токов КЗ в цепях собственных нужд ПС.

Выбранные кабели были проверены на невозгорание и термическую стойкость при воздействии токов короткого замыкания в соответствии с циркуляром Ц-02-98.

Выбранные автоматические выключатели были проверены на отключающую способность, селективность срабатывания и чувствительность.

В части РЗиА предусматривается установка шкафа АУВ В-110 АТ-1 типа ШЭТ 251.01-0 в релейном зале ОПУ-2. АУВ формирует сигналы на включение и отключение выключателя по командам, приходящим от защит или ключа дистанционного управления с ГЩУ.

Автоматика управления выключателем содержит следующие основные устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;
- защиту от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);
- узел включения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- автономный регистратор аварийных событий.

Данный набор функций комплекта реализуется на базе микропроцессорного терминала.

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 Бобров [Электронный

ресурс]: URL: https://energybase.ru/substation/PS_220_kV_Bobrov (дата обращения 06.01.2024)

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).