

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 подстанции 35/6 кВ

Обучающийся

М. Ф. Салмин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. М. Н. Третьякова

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

Тольятти 2025

## Аннотация

«В работе проведена разработка и внедрение комплекса технических и организационных мероприятий по реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ на примере подстанции энергосистемы» [15] «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна, способных обеспечить надлежащее качество и надёжность электроснабжения потребителей при минимальных рисках аварий и технологических сбоев.

Установлено, что мероприятия по реконструкции подстанции обусловлены увеличением нагрузки потребителей и кардинальным изменением схемных решений.

В «работе решены следующие основные задачи, включающие:

- сбор и оценку исходных данных, анализ схемы и технического состояния оборудования подстанции;
- расчёт электрических нагрузок подстанции;
- проверку мощности силовых трансформаторов подстанции;
- определение токов короткого замыкания;
- выбор и проверку токоведущих частей (проводников) и электрических аппаратов (коммутационно – защитной аппаратуры);
- выбор систем релейной защиты и учёта электроэнергии на понизительной подстанции 35/6 кВ.

Установлено, что мероприятия по реконструкции подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» способны значительно повысить общую эффективность, показатели надёжности, безопасности» [15] и экономичности объекта исследования, а также уменьшить расходы на обслуживание электрооборудования, перетоки реактивных мощностей и потери активной электроэнергии.

## Содержание

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение.....                                                                       | 4  |
| 1 Анализ схемы и технического состояния оборудования подстанции.....                | 7  |
| 2 Расчет электрических нагрузок на подстанции .....                                 | 14 |
| 3 Проверка силовых трансформаторов подстанции.....                                  | 20 |
| 4 Расчёт токов короткого замыкания .....                                            | 24 |
| 5 Выбор и проверка токоведущих частей и электрических аппаратов .....               | 31 |
| 5.1 Выбор и проверка токоведущих частей на подстанции напряжением 35 кВ и 6 кВ..... | 31 |
| 5.2 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне 35 кВ .....                 | 35 |
| 5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне 6 кВ .....                  | 37 |
| 6 Выбор систем релейной защиты и учёта электроэнергии .....                         | 41 |
| 6.1 Выбор системы релейной защиты подстанции.....                                   | 41 |
| 6.2 Выбор системы учёта и контроля электроэнергии.....                              | 46 |
| Заключение .....                                                                    | 50 |
| Список используемой литературы и используемых источников.....                       | 55 |

## **Введение**

Согласно заданию и тематике работы, необходимо детально рассмотреть вопрос, связанный с реконструкцией электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ энергосистемы.

При этом в качестве объекта исследования в работе рассматривается одна из понизительных подстанций региона 35/6 кВ ЗНС-1 Ульяновской области г. Старая Майна, для которой разработаны мероприятия по её реконструкции в связи с увеличением нагрузки её потребителей и кардинальным изменением схемных решений.

Сегодня в производственных условиях Российской Федерации наблюдается непрерывное увеличение потребления электроэнергии и повышение требований к надёжности электроснабжения ответственных потребителей.

Поэтому реконструкция электрической части подстанции 35/6 кВ ЗНС-1 Ульяновской области г. Старая Майна призвана обеспечить соответствие новым нагрузкам и установленным стандартам в области энергетической эффективности.

Известно, что нормативная база в Российской Федерации устанавливает комплекс регламентов, ориентированных на надёжность, безопасность, бесперебойность и стабильность функционирования подобного рода объектов, а также предусматривает строгие критерии энергосбережения и ответственности за возможные нарушения основных положений нормативно-правовых документов [20].

Таким образом, основная техническая задача реконструкции схем электрических соединений и модернизации оборудования подстанций энергосистемы заключается в повышении параметров надёжности, экономичности и безопасности для стабильного электроснабжения потребителей, что позволяет избежать внезапных остановок технологического процесса для промышленных потребителей, недопустимого перерыва в

электроснабжении для ответственных групп коммунальных потребителей, и, таким образом, существенно снизить убытки от незапланированных простоев, а также повысить параметры безопасности и надёжности энергосистемы.

Актуальность работы определяются тем, что модернизация и реконструкция подстанции 35/6 кВ ЗНС-1 Ульяновской области г. Старая Майна способна значительно повысить общую эффективность, показатели надёжности, безопасности и экономичности всей энергосистемы областного уровня, а также существенно уменьшить расходы на обслуживание электрооборудования, перетоки реактивных мощностей и потери активной электроэнергии в электрической сети региона.

Практическая ценность работы заключается в улучшении качества электроэнергии и сокращении аварийных отключений вследствие внедрения мероприятий по реконструкции схемы подстанции, что положительно скажется на экономических результатах, сроках изготовления конечной продукции и конкурентоспособности промышленных потребителей предприятий, получающих непосредственное питание от реконструируемой подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна.

«Основная цель работы заключается в разработке, обосновании и реализации технических и организационных мероприятий по реконструкции электрической части подстанции» [15] 35/6 кВ ЗНС-1 Ульяновской области г. Старая Майна, способных обеспечить надлежащее качество и надёжность электроснабжения потребителей при минимальных рисках аварий и сбоев.

«Объектом исследования служит понизительная трансформаторная подстанция 35/6 кВ ЗНС-1 Ульяновской области г. Старая Майна.

Предметом исследования является комплекс технических решений, включающий способы и методы повышения надёжности, энергоэффективности, безопасности, экономичности и технологической гибкости электрической части подстанции 35/6 кВ ЗНС-1 Ульяновской области г. Старая Майна, вследствие внедрения мероприятий по её реконструкции» [15].

Основные методы исследования, применяемые в работе, базируются на расчётах установившихся режимов, аналитических способах определения нагрузок и моделировании нормальных и аварийных процессов, позволяющем прогнозировать влияние на оборудование, технических параметров нормативных условий и ненормальных режимов работы системы.

Таким образом, разделы работы охватывают весь спектр вопросов: от обоснования необходимости реконструкции подстанции, до детального выбора технических решений, что позволяет получить конечный результат реконструкции подстанции 35/6 кВ ЗНС-1 Ульяновской области г. Старая Майна.

Структура работы позволяет сформировать комплексное решение по проведению реконструкции электрической части подстанции, отвечающее современным требованиям надежности.

## **Анализ схемы и технического состояния оборудования подстанции**

Как следует из исходных данных на выполнение работы, рассматриваемая подстанция 35/6 кВ «ЗНС-1» питает производственные потребители региона и требует реконструкции, что обусловлено расширением производства с внедрением новых производственных мощностей и технологий промышленных потребителей, которые получают питание от данной электроустановки.

Анализ исходных данных показал, что данная подстанция 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна функционирует как тупиковая однотрансформаторная установка.

Она была введена в эксплуатацию в 1977 году и с тех пор ни разу не модернизировалась.

«План расположения подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» на территории г. Старая Майна Ульяновской области» [9] показан на рисунке 1.

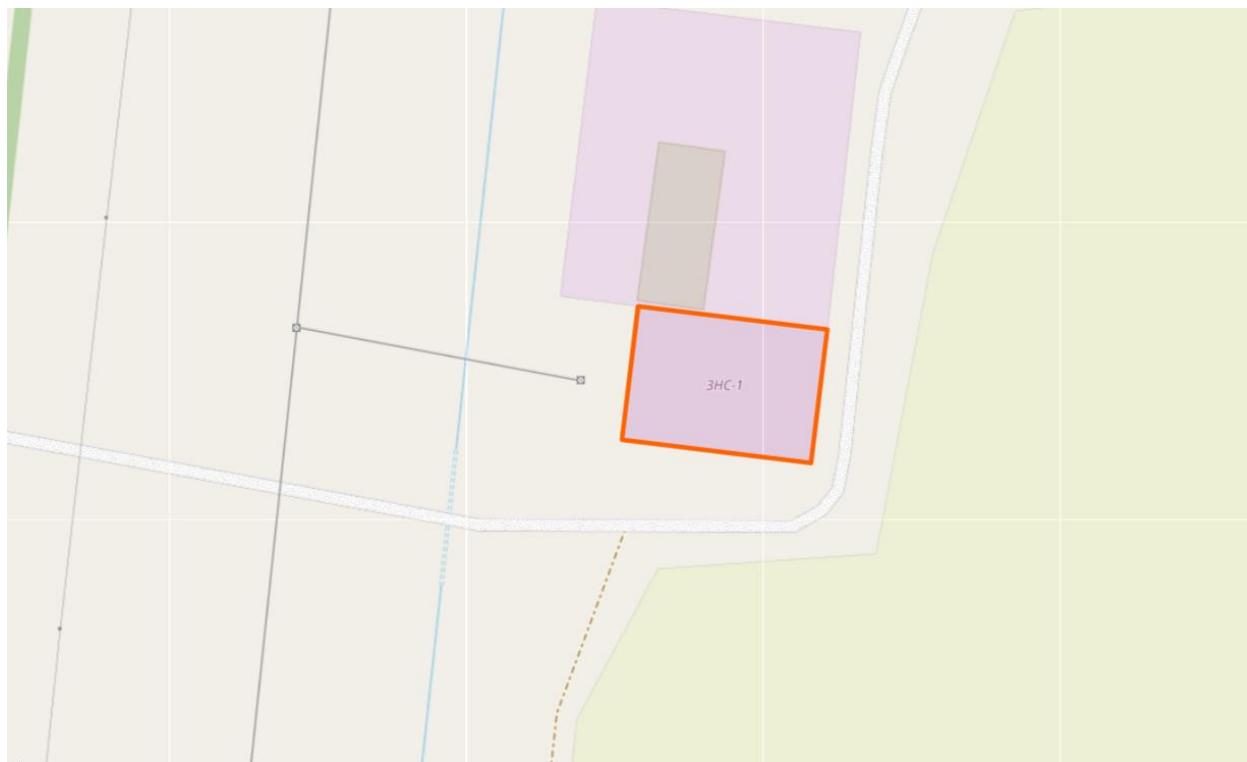


Рисунок 1 – План расположения подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» на территории г. Старая Майна Ульяновской области

«Передача электроэнергии на подстанцию осуществляется по одноцепной воздушной линии напряжением 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Прибрежная», на которой используется провод марки АС-95/16, что свидетельствует о применении проверенных технических решений, однако требует дальнейшего совершенствования с точки зрения надежности и устойчивости энергоснабжения. Данный аспект также лежит в основе реконструкции подстанции.

План расположения воздушной линии 35 кВ для питания подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» от РУ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ «Прибрежная» Ульяновской области» [15], представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – План расположения питающей линии 35 кВ для питания подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» от ПС 110/35/10 кВ «Прибрежная»

«В исходной схеме электрических соединений подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1», присутствует открытое распределительное устройство 35 кВ, предназначенное для приема электроэнергии от питающей линии и последующего распределения на силовые трансформаторы подстанции.

На стороне 35 кВ рассматриваемой подстанции 35/6 кВ используется схема типа «ЗН – блок (линия-трансформатор) с выключателем», что соответствует требованиям для питания потребителей III категории надежности» [6].

Известно, что отсутствие необходимого уровня резервирования в электрических соединениях электроустановок (в частности, подстанций энергосистемы), создает существенную уязвимость, требующую применения современных схемных решений, способных обеспечить необходимый уровень надежности энергоснабжения.

Таким образом, в настоящий момент такая схема не обладают требуемой достаточной надёжностью, что создаёт проблему не только на вводах 35 кВ подстанции, но и во всей системе электроснабжения региона.

«Для понижения напряжения с 35 кВ до 6 кВ на подстанции «ЗНС-1» применяется один силовой трансформатор марки ТМН-2500/35, состояние которого на январь 2025 года оценивается как удовлетворительное (согласно материалам, собранным по данному объекту).

На стороне вторичного напряжения функционирует закрытое распределительное устройство 6 кВ (ЗРУ-6 кВ), предназначенное для приема электроэнергии от силовых трансформаторов рассматриваемой подстанции и дальнейшего распределения ее потребителям.

Однако используемая в ЗРУ-6 кВ схема «Одна системы шин, не секционированная выключателем» характеризуется недостаточной надежностью и подходит для снабжения только потребителей III категории надежности» [12], что подчеркивает необходимость реконструкции схемы распределения электроэнергии на данном уровне напряжения объекта исследования.

Анализ оборудования распределительных устройств подстанции выявил наличие ряда необходимых для работы объекта коммутационных и защитных средств, используемых как в открытом РУ-35 кВ, так и в закрытом распределительном устройстве 6 кВ.

Текущая комплектация оборудованием РУ подстанции, включает наличие выключателей, разъединителей, ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также трансформаторов собственных нужд, что в совокупности обеспечивает базовую защиту и коммутацию на подстанции.

При этом марки и модификации основного оборудования, не способны обеспечить более высокие показатели надежности, безопасности и экономической эффективности работы энергосистемы.

Кроме того, «важным аспектом исследования является анализ исходных данных потребителей подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1», среди которых доминируют промышленные объекты, а также присутствуют важные коммунальные потребители, характеризующиеся различной мощностью и, в основном, второй категорией надежности, которая требует двух независимых источника для питания потребителей.

В связи с вводом в эксплуатацию новых потребителей промышленного назначения, наблюдается существенное увеличение нагрузки, что требует пересмотра правильности выбора технических решений» [12] и соответствия существующих схем требованиям современных нормативов.

Такой рост потребительской нагрузки обуславливает необходимость не только модернизации схемы электрических соединений, но и модернизации оборудования, как в цепях высокого (первичного) напряжения 35 кВ, так и в линиях пониженного (вторичного) напряжения 6 кВ.

Следовательно, с учётом данного фактора, далее в работе планируется провести проверку предложенных технических решений для внедрения на объекте реконструкции.

«Исходные данные потребителей реконструируемой подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна, отражающие величину фактической и перспективной нагрузки» [15], представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные потребителей ПС 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна, отражающие величину фактической и перспективной нагрузки

| Наименование присоединения                                      | Число кабелей, шт. | Марка питающего кабеля | Нагрузка проектная, $P_{м1}$ , кВт | Нагрузка фактическая, $P_{м2}$ , кВт | Категория надёжности потребителей |
|-----------------------------------------------------------------|--------------------|------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| Ф-1                                                             | 1                  | АСБ-6 (3×50)           | 950                                | 1100                                 | 2,3                               |
| Ф-2                                                             | 1                  | АСБ-6 (3×50)           | 650                                | 700                                  | 2,3                               |
| Ф-3                                                             | 1                  | АСБ-6 (3×50)           | 800                                | 900                                  | 2,3                               |
| Ф-4                                                             | 1                  | АСБ-6 (3×50)           | 950                                | 1100                                 | 2,3                               |
| Ф-5                                                             | 1                  | АСБ-6 (3×50)           | 650                                | 700                                  | 2,3                               |
| Всего по ТП-35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна | 5                  | 5 АСБ-6 (3×50)         | 4000                               | 4500                                 | 2,3                               |

Однолинейная схема рассматриваемой подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна до реконструкции представлена в графической части работы.

Таким образом, проведенный анализ исходных данных позволяет сделать вывод о необходимости проведения комплексной реконструкции подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна, направленной на устранение недостатков существующих схем электрических соединений РУ 35 кВ и 6 кВ, повышение уровня резервирования и обеспечение устойчивости энергоснабжения.

Применение современных технических решений и обновленного оборудования не только повысит надежность работы подстанции, но и позволит адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации, способствуя выполнению требований современной энергосистемы и обеспечивая стабильное электроснабжение промышленных потребителей.

Данный аспект, в свою очередь, является важным вкладом в развитие и модернизацию энергетической инфраструктуры региона, что отражает стратегическую направленность промышленных потребителей, получающих питание от подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1», на повышение эксплуатационных характеристик и экономической эффективности.

Выводы по разделу 1.

Определено, что в качестве объекта исследования в работе рассматривается одна из понизительных подстанций 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна.

Также было установлено, что на подстанции 35/6 кВ установлен один силовой трансформатор марки 2500/35 и применены следующие схемы, по которым сделаны такие выводы:

- на стороне 35 кВ используется схема типа «ЗН – блок (линия-трансформатор) с выключателем», что соответствует требованиям для питания потребителей III категории надежности;
- на стороне 6 кВ схема «Одна системы шин, не секционированная выключателем» характеризуется недостаточной надежностью и подходит для снабжения только потребителей III категории надежности, что подчеркивает необходимость реконструкции схемы распределения электроэнергии на данном уровне напряжения объекта исследования.

Кроме того, проведённый анализ выявил, что суммарная нагрузка потребителей подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» выросла на 500 кВт, увеличившись, таким образом, с 4000 кВт до 4500 кВт.

Полученные результаты подчеркивают необходимость пересмотра и реконструкции существующих схем электрических соединений подстанции, что позволит учесть рост энергопотребления и повысить устойчивость работы ПС 35/6 кВ «ЗНС-1» в условиях изменяющихся эксплуатационных требований.

Такой подход не только обеспечивает надежное электроснабжение промышленных объектов, получающих питание от подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1», но и способствует оптимизации работы энергосистемы региона, что является важным аспектом стратегической модернизации промышленно-энергетического комплекса в целом.

Также проведенный анализ оборудования распределительных устройств 35 кВ и 6 кВ подстанции выявил наличие ряда устаревших коммутационных и защитных средств, которые требуют замены на современные модификации, способные обеспечить более высокие показатели надежности, безопасности и экономической эффективности подстанции.

Установлено, что проведенный анализ исходных данных позволяет сделать вывод о необходимости проведения комплексной реконструкции подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна, направленной на устранение недостатков существующих схем электрических соединений РУ 35 кВ и 6 кВ, повышение уровня резервирования и обеспечение устойчивости энергоснабжения.

Применение современных технических решений и обновленного оборудования не только повысит надежность работы подстанции, но и позволит адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации, способствуя выполнению требований современной энергосистемы и обеспечивая стабильное электроснабжение промышленных потребителей.

Данный аспект, в свою очередь, является важным вкладом в развитие и модернизацию энергетической инфраструктуры региона, что отражает стратегическую направленность промышленных потребителей, получающих питание от подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1», на повышение эксплуатационных характеристик и экономической эффективности.

## **Расчет электрических нагрузок на подстанции**

«Прежде, чем проводить расчёт электрических нагрузок на реконструируемой подстанции, необходимо решить ранее поставленные задачи по обеспечению надёжности, экономичности и безопасности на данном объекте.

Для устранения выявленных недостатков и решения существующих проблем на объекте исследования, разработан комплекс мероприятий, направленных на повышение надежности и резервирования системы электроснабжения.

В рамках этих мероприятий предлагается внедрение второго силового трансформатора 35/6 кВ, который будет функционировать в качестве второго независимого источника питания, что требуется для надёжного функционирования потребителей II категории» [12].

Для обеспечения его стабильной работы, планируется прокладка и ввод в эксплуатацию новой воздушной линии напряжения 35 кВ, что позволит обеспечить независимое питания данного трансформатора по радиальной схеме и повысить общую отказоустойчивость системы.

Одновременно с этим предусматривается разделение сборных шин в распределительных устройствах 35 кВ и 6 кВ на две самостоятельные секции, функционирующие в раздельном режиме и питающиеся от различных трансформаторов подстанции, что способствует равномерному распределению нагрузки и снижению риска перегрузок.

«Для гарантированного резервирования потребителей II категории на стороне 35 кВ выбрана к применению схема 35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», которая реализуется посредством применения двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, что позволяет обеспечить необходимый резервный потенциал от питающей энергосистемы» [17].

Аналогичный подход применяется на стороне 6 кВ подстанции, где внедрение схемы 6-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система сборных шин» «обеспечивает достаточное резервирование для поддержания стабильности электроснабжения потребителей.

Данный комплекс схемных решений показан на графическом листе 2.

С учётом внесённых изменений, далее в работе проводится расчёт электрических нагрузок» [12] на подстанции 35/6 кВ после проведения реконструкции.

Известно, что проведение таких расчетов позволяет не только оценить динамику изменения потребления электроэнергии в «условиях реконструированной инфраструктуры, но и разработать мероприятия по оптимизации параметров работы сети, обеспечивая соответствие работы подстанции современным нормативным требованиям и стандартам безопасности» [6].

Полученные результаты расчетов электрических нагрузок служат основой для проверки мощности силовых трансформаторов вследствие реконструкции подстанции, оптимизации распределения нагрузки по линиям и определения параметров устройств защиты, что непосредственно влияет на эксплуатационную эффективность и долговечность оборудования.

Кроме того, результаты расчетов электрических нагрузок позволяют прогнозировать потенциальное воздействие аварийных токов и разрабатывать схемы защиты, способные оперативно реагировать на возникающие отклонения, минимизируя возможность повреждения оборудования и снижая эксплуатационные затраты.

Полученные результаты расчёта электрических нагрузок способствуют формированию обоснованных инженерных решений, обеспечивают высокий уровень надежности, безопасности и энергоэффективности энергосистемы, что является критически важным для стабильного функционирования энергообъекта в условиях современных требований и динамично изменяющихся условий.

В работе при расчёте нагрузки подстанции используется метод коэффициента спроса [8].

«Расчёт максимальной нагрузки подстанции 35/6 кВ проводится по следующему алгоритму: проводится расчёт для отдельных присоединений, далее рассчитывается нагрузка на сборных шинах соответствующего напряжения, затем определяется суммарная нагрузка подстанции.

Максимальная расчётная активная нагрузка присоединений подстанции, кВт» [8]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (1)$$

где « $P_n$  – номинальная (паспортная) активная нагрузка, кВт;

$K_c$  – значение коэффициента спроса» [8].

«Так как подстанция работает в непрерывном продолжительном режиме круглосуточно, принимается значение  $K_c = 1$ .

Максимальная расчётная полная нагрузка присоединений подстанции, кВА» [8]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

где  $\cos \varphi$  - «коэффициент активной мощности, о.е.» [8].

«Максимальная расчётная реактивная нагрузка присоединений подстанции, квар» [8]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}. \quad (3)$$

«Суммарная нагрузка на сборных шинах 6 кВ (нагрузка потребителей), а также суммарная нагрузка на сборных шинах 35 кВ (нагрузка всей подстанции) 35/6 кВ» [8]:

$$P_{p.i} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_p, \quad (4)$$

$$Q_{p.i} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_p, \quad (5)$$

$$S_{p.i} = \sqrt{P_{p.i}^2 + Q_{p.i}^2}, \quad (6)$$

где  $P_{p.i}$ ,  $Q_{p.i}$ ,  $S_{p.i}$  - «соответственно, значение расчётной активной,

реактивной и полной нагрузки на сборных шинах подстанции  $i$  – напряжения (6 кВ);

$K_o$  – коэффициент одновременности максимума нагрузок на сборных шинах подстанции соответствующего напряжения, о.е. (поскольку режим работы потребителей подстанции – круглосуточный со стабильной и неизменной потребляемой нагрузкой, принимается значение  $K_o = 1$ )» [8].

«При этом значение расчётного тока нагрузки» [8]:

$$I_{p.} = \frac{S_{p.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (7)$$

где « $U_n$  – номинальное напряжение, кВ» [8].

«Расчёт электрических нагрузок проводится на примере новой линии потребителей после разделения секций сборных шин напряжением 6 кВ (присоединение 1.1). Расчётная активная, реактивная и полная нагрузки, а также значение расчётного тока» [9] для данной линии, получающей питание

от 35/6 кВ на напряжении 6 кВ, определяются, соответственно, по приведённым ранее формулам (1), (2), (3) и (7):

$$P_p = 550 \cdot 1 = 550 \text{ кВт},$$

$$S_p = \frac{550}{0,85} = 647,1 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{647,1^2 - 550^2} = 340,9 \text{ квар},$$

$$I_{p.} = \frac{647,1}{\sqrt{3} \cdot 6} = 62,3 \text{ А}.$$

Полученные результаты расчёта для питания потребителей данной линии (присоединение 1.1) занесены в таблицу 2.

Последующий расчет электрических нагрузок подстанции 35/6 кВ производится аналогично, результаты занесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок на подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области после проведения реконструкции

| Наименование присоединения                         | $P_{p.}$ ,<br>кВт | $Q_{p.}$ ,<br>квар | $S_{p.}$ ,<br>кВА | $I_{p.}$ ,<br>А |
|----------------------------------------------------|-------------------|--------------------|-------------------|-----------------|
| СШ-1 6 кВ                                          |                   |                    |                   |                 |
| Присоединение 1.1                                  | 550,0             | 340,9              | 647,1             | 62,3            |
| Присоединение 2.1                                  | 350,0             | 217,0              | 411,8             | 39,6            |
| Присоединение 3.1                                  | 450,0             | 278,9              | 529,4             | 50,9            |
| Присоединение 4.1                                  | 550,0             | 340,9              | 647,1             | 62,3            |
| Присоединение 5.1                                  | 350,0             | 217,0              | 411,8             | 39,6            |
| Всего по СШ-1 6 кВ                                 | 2250,0            | 1394,7             | 2647,2            | 254,7           |
| СШ-2 6 кВ                                          |                   |                    |                   |                 |
| Присоединение 1.2                                  | 550,0             | 340,9              | 647,1             | 62,3            |
| Присоединение 2.2                                  | 350,0             | 217,0              | 411,8             | 39,6            |
| Присоединение 3.2                                  | 450,0             | 278,9              | 529,4             | 50,9            |
| Присоединение 4.2                                  | 550,0             | 340,9              | 647,1             | 62,3            |
| Присоединение 5.2                                  | 350,0             | 217,0              | 411,8             | 39,6            |
| Всего по СШ-1 6 кВ                                 | 2250,0            | 1394,7             | 2647,2            | 254,7           |
| Всего по ТП-35/6 кВ «ЗНС-1»<br>Ульяновской области | 4500,0            | 2789,4             | 5294,4            | 509,4           |

Результаты используются для выбора и проверки технических решений на подстанции 35/6 кВ в результате проведения её реконструкции.

Выводы по разделу.

Разработан комплекс мероприятий, направленных на повышение надежности и резервирования системы электроснабжения.

В рамках этих мероприятий предлагается:

- внедрение второго силового трансформатора 35/6 кВ;
- для обеспечения стабильной работы схемы, планируется прокладка и ввод в эксплуатацию новой воздушной линии напряжения 35 кВ;
- предусматривается разделение сборных шин в распределительных устройствах 35 кВ и 6 кВ подстанции на две самостоятельные секции;
- на стороне 35 кВ выбрана к применению схема 35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», которая реализуется посредством применения двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- аналогичный подход применяется на стороне 6 кВ, где внедрение схемы 6-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система сборных шин» обеспечивает необходимое и достаточное резервирование для поддержания стабильности электроснабжения потребителей.

Получены результаты расчётов максимальной нагрузки подстанции:

- отдельных присоединений 6 кВ;
- сборных шин 6 кВ;
- суммарной нагрузки подстанции.

При расчёте нагрузки подстанции применялся рекомендованный метод коэффициента спроса.

Полученные результаты расчёта электрических нагрузок используются для выбора и проверки технических решений на подстанции 35/6 кВ в результате проведения её реконструкции.

## **Проверка силовых трансформаторов подстанции**

«Ранее в работе было установлено, что нагрузка подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, в результате проведения её реконструкции, увеличилась на 500 кВт.

Исходя из данного факта, в работе необходимо провести проверку ранее установленного силового трансформатора марки ТМН-6300/35, на соответствие увеличившейся нагрузке потребителей подстанции в связи с её реконструкцией (в нормальном и послеаварийном режимах работы подстанции).

Кроме того, так как подстанция 35/6 кВ «ЗНС-1» питает, преимущественно, потребителей II категорий надёжности, планируется ввод в эксплуатацию второго силового трансформатора.

Таким образом, в работе необходимо проверить существующий трансформатор и выбрать новый.

Установлено, что применение двух силовых трансформаторов, кроме необходимости питания потребителей II категорий надёжности» [12], основывается на значительных технических и экономических преимуществах.

Также известно, что применение двух силовых трансформаторов на подстанции оправдано не только повышенными требованиями к надёжности, но и гибкостью эксплуатационных режимов. Раздельная работа двух трансформаторов способствует равномерному распределению нагрузок и снижает вероятность перегрева их обмоток, а также уменьшает потери холостого хода.

При таком режиме своевременный мониторинг загрузки и своевременная оценка технического состояния каждого трансформатора подстанции позволяют оптимизировать график ремонтов и продлевать ресурс оборудования. При этом соответствующее разделение потоков мощности снижает пиковое тепловое воздействие на изоляцию и минимизирует риск повреждений во время режимов перегрузки.

Известно также, что увеличение числа трансформаторов свыше двух обычно не имеет достаточного экономического эффекта, поскольку возрастает совокупная стоимость монтажа, обслуживания и ремонта дополнительного оборудования [5].

Таким образом, применение двух силовых трансформаторов марки ТМН с высшим напряжением 35 кВ и «низшим напряжением 6 кВ на подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, является обоснованным решением.

Расчётная мощность силового трансформатора для установки на двухтрансформаторной подстанции» [14]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot 0,7}, \quad (8)$$

где « $S_{p.ПС}$  – расчётная суммарная нагрузка подстанции» [14].

Выбор силовых трансформаторов подстанции в связи с её реконструкцией, по формуле (8):

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{5294,4}{2 \cdot 0,7} \approx 4072,6 \text{ кВА}.$$

Исходя из полученных значений расчётной мощности трансформаторов, принимается их ближайшая стандартная мощность в классе 35/6 кВ, равная 6300 кВА.

Таким образом, для применения на объекте предварительно выбраны два силовых трансформатора марки ТМН-6300/35 (первый трансформатор – существующий, второй – новый).

При этом нагрузочная способность трансформаторов в нормальном режиме определяется установившимся значением потребляемой мощности и температурным балансом, при котором достигается максимально допустимая температура обмоток без риска повреждения изоляции.

Данная проверка проводится по следующему условию [5]:

$$K_{3.H} = \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot S_{Т.НОМ}} \leq 0,7. \quad (9)$$

Условие проверки по формуле (9) выполняется:

$$K_{3.H} = \frac{5294,4}{2 \cdot 6300} = 0,42 \leq 0,7.$$

Так как в результате проведения реконструкции на ПС-35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области будет установлено два трансформатора с отдельным питанием в «нормальном режиме, проверка для них проводится также и в послеаварийном режиме (с одним работающим трансформатором).

Перегрузочная способность трансформатора в послеаварийном режиме рассчитывается с поправками на возможное кратковременное превышение установленных значений нагрузки, включая резерв по превышению нормального тока, допустимое время работы» [5] при этом уровне нагрузки и величину запасённого тепла, не вызывающего недопустимых тепловых перегревов в материалах трансформатора.

Данная проверка проводится по следующему условию [5]:

$$K_{3.П} = \frac{S_{ПС}}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,4. \quad (10)$$

Условие проверки по формуле (10) выполняется:

$$K_{3.П} = \frac{5294,4}{6300} = 0,84 \leq 1,4.$$

В результате проведения расчётов установлено, что на подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей после проведения реконструкции, рекомендовано установить два силовых трансформатора марки ТМН-6300/35.

Показано, что они соответствуют условиям проверки по расчётной нагрузке потребителей подстанции вследствие увеличения её нагрузки, а также отвечают условиям проверки по нагрузочной способности в нормальном режиме работы и перегрузочной способности в послеаварийном режиме работы.

Выводы по разделу.

В результате проведенных расчетов установлено, что для обеспечения надежного электроснабжения потребителей после реконструкции подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области целесообразно установить два силовых трансформатора ТМН-6300/35.

При этом уже эксплуатируемый трансформатор такого же типа и мощности сохраняется в работе, а в систему интегрируется новый трансформатор ТМН-6300/35 в качестве второго источника питания.

Расчётным путём установлено, что выбранные силовые трансформаторы соответствуют условиям проверки по расчётной нагрузке потребителей ПС-35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области вследствие увеличения её нагрузки, а также отвечают условиям проверки по всем критериям нагрузочной способности.

## **Расчёт токов короткого замыкания**

Далее в работе проводится расчет токов короткого замыкания (КЗ) на подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области.

Известно, что данный расчёт представляет собой важный этап реконструкции подстанции, позволяющий оценить как термические, так и динамические электрические нагрузки, возникающие при аварийных режимах работы энергосистемы.

Применение современных методов расчета, таких как метод симметричных компонентов, дает возможность смоделировать поведение сети в условиях трёхфазного короткого замыкания и определить максимальные токовые значения, возникающие в различных точках системы.

Итоговый анализ полученных числовых данных демонстрирует, что выбранное оборудование удовлетворяет требованиям по электродинамической и термической стойкости, а также предоставляет исходные параметры для установки уставок релейной защиты, что обеспечивает надежное отключение в аварийных ситуациях.

Процесс расчета начинается с подробного изучения фактической конфигурации сети и характеристик ее компонентов, включая внешние источники питания, силовые трансформаторы, секции шин и линии.

На основании этих данных формируется упрощенная модель, позволяющая аналитически определить максимально возможные числовые значения токов короткого замыкания на объекте исследования.

Расчетная схема, полученная в результате проведения данного моделирования показывает, что на рассматриваемой подстанции «максимальные значения токов короткого замыкания наблюдаются на выводах силовых трансформаторов 35 кВ и 6 кВ в условиях послеаварийного (максимального) режима, когда в работе остается только один трансформатор и подстанция получает питание по одной цепи воздушной линии 35 кВ.

Поэтому расчёт токов КЗ проводится именно в данных точках (точки К1 и К2), которые отмечаются на расчётной схеме» [13], представленной в работе на рисунке 3.

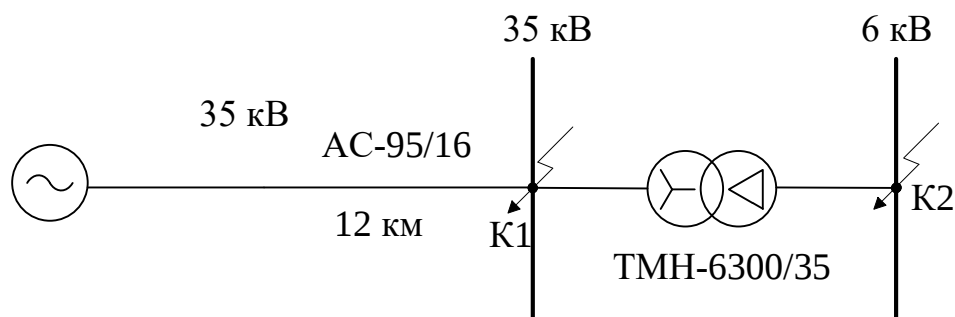


Рисунок 3 – Расчётная схема для определения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 35/6 кВ в максимальном режиме

«Схема замещения для определения токов КЗ на объекте, показанная на рисунке 4, позволяет правильно упростить схему до элементарного вида и рассчитать все сопротивления элементов, что позволит в конечном итоге найти эквивалентные (результатирующие) сопротивления для определения токов КЗ в каждой расчётной точке» [13].

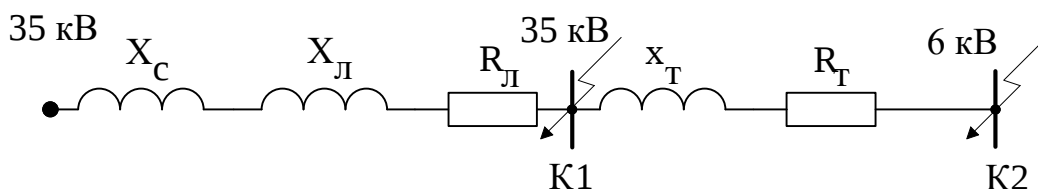


Рисунок 4 – Схема замещения для определения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 35/6 кВ в максимальном режиме

«Используя расчётную схемы и построенную по ней схему замещения, проводится непосредственный расчёт токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции в максимальном режиме.

Максимальные значения напряжений для ступеней схемы замещения принимается большим в 1,05 раза номинальных напряжений, так как расчёт токов КЗ проводится на выводах силового трансформатора подстанции 35/6 кВ в максимальном режиме» [13]:

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_{ном}, \quad (11)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение ступени, кВ.

Таким образом, соответственно, для ступеней напряжения 35 кВ и 6 кВ схемы замещения, значения базисного напряжения по формуле (11):

$$U_{\sigma 1} = 1,05 \cdot 35 = 38,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\sigma 2} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ}.$$

При расчёте в работе принимается единое базисное напряжение основной ступени ВН, равное 38,5 кВ.

К данному напряжению приводятся все полученные значения сопротивлений схемы замещения.

«Сопротивление энергосистемы» [13]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}^{(3)}}, \quad (12)$$

$$X_c = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 13,47 \text{ Ом}.$$

«Сопротивления питающей линии электропередачи напряжением 35 кВ и суммарной длиной  $L=12$  км, провод АС-95/16» [13]:

$$R_l = r_{уд} \cdot L, \quad (13)$$

$$X_l = x_{уд} \cdot L, \quad (14)$$

где « $r_{уд}$ ,  $x_{уд}$  – соответственно, удельные активное и реактивное

сопротивление питающей ВЛ-35 кВ, Ом/км;

$L$ - суммарная длина питающей ВЛ-35 кВ, км» [13].

«Для питающей ВЛ-35 кВ реконструируемой подстанции 35/6 кВ» [13]:

$$R_{\text{л}} = 0,46 \cdot 12 = 5,52 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л}} = 0,275 \cdot 12 = 3,3 \text{ Ом}.$$

«Технические данные трансформатора ТМН-6300/35:  $U_{\text{вн}}=38,5$  кВ;  $U_{\text{нн}}=6,3$  кВ;  $U_{\text{к}}=7,5$  %; ПБВ  $\pm 2 \cdot 2,5\%$ ;  $\Delta P_{\text{к}}=46,5$  кВт» [18].

«Активное сопротивление силового трансформатора» [13]:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot 10^{-3} \cdot U_{\text{б}}^2}{S_{\text{ном.т.}}^2}, \quad (15)$$

$$R_m = \frac{46,5 \cdot 10^{-3} \cdot 38,5^2}{6,3^2} = 1,74 \text{ Ом}.$$

«Индуктивное сопротивление силового трансформатора» [13]:

$$X_m = \frac{U_{\text{к, \%}} \cdot U_{\text{б}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}^2}, \quad (16)$$

$$X_m = \frac{7,5 \cdot 38,5^2}{100 \cdot 6,3^2} = 2,8 \text{ Ом}.$$

«Следующий этап расчёта предусматривает упрощение схемы к каждой точке короткого замыкания и проведения расчёта токов КЗ в них.

Суммарное сопротивление до расчётной точки К1» [13]:

$$X_{\Sigma 1} = X_{\text{с}} + X_{\text{л}}, \text{ Ом}, \quad (17)$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{\text{л}}, \text{ Ом}, \quad (18)$$

$$X_{\Sigma 1} = 13,47 + 3,3 = 16,77 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 1} = 5,52 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{R_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2}, \quad (19)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{16,77^2 + 5,52^2} = 17,66 \text{ Ом}.$$

На втором этапе необходимо провести расчёт начального значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания, а также ударных токов в каждой расчётной точке схемы замещения.

Как известно, начальное значение периодической составляющей трёхфазного тока короткого замыкания и ударный ток на выводах силового трансформатора в режиме максимальной загрузки характеризуют высоту пики и интенсивность электродинамических воздействий, возникающих в первые мгновения аварии.

При этом периодическая составляющая определяет амплитуду устоявшегося короткого замыкания и указывает на динамику потоков энергии в элементах сети, а ударный ток отражает мгновенную перегрузку оборудования, вызывающую пиковые механические усилия в его узлах.

Таким образом, оценка обоих параметров подчиняется требованиям надёжности и безопасности, поскольку правильно рассчитанные значения позволяют оптимизировать как собственно систему защиты, так и механическую прочность основного оборудования для установки в РУ всех классов напряжения на подстанции.

«Ток трехфазного короткого замыкания в расчётных точках подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области» [13]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \text{ A.} \quad (20)$$

«Ток КЗ в точке К1» [13]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{38,5}{\sqrt{3} \cdot 17,66} = 1,26 \text{ кА}.$$

«Ударный ток короткого замыкания» [13]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (21)$$

где « $\kappa_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания» [13].

«Ударный ток для расчётной точки К1» [13]:

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,26 = 2,85 \text{ кА}.$$

Аналогично определены результирующие сопротивления, начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ, а также значение ударного тока в расчётной точке К2 (выводы трансформатора 6 кВ):

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_m, \text{ Ом}, \quad (22)$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{\Sigma 1} + R_n, \text{ Ом}, \quad (23)$$

$$X_{\Sigma 2} = 16,77 + 1,74 = 18,51 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 2} = 5,52 + 2,8 = 8,32 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{R_{\Sigma 2}^2 + X_{\Sigma 2}^2}, \quad (24)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{18,51^2 + 8,32^2} = 26,83 \text{ Ом},$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 26,83} \left( \frac{38,5}{6,3} \right)^2 = 5,06 \text{ кА}.$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,06 \approx 10,0 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта двухфазного тока короткого замыкания на выводах силового трансформатора подстанции 35/6 кВ используются при определении

надёжности и чувствительности релейной защиты, поскольку двухфазные режимы характеризуются отличным от трёхфазных аварий распределением тока и напряжения и двухфазный ток КЗ считается минимальным расчётным током при проверке указанных параметров.

Значение двухфазного тока КЗ упрощённо определяется с учётом максимального значения тока трёхфазного КЗ по соотношению:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}. \quad (25)$$

«Расчёт токов двухфазного КЗ» [13] по формуле (25):

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,26 = 1,09 \text{ кА},$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,06 = 4,38 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта токов КЗ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области в максимальном режиме представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания в основных расчётных точках КЗ

| Параметр и единица его измерения | Значение параметра в расчётной точке |           |
|----------------------------------|--------------------------------------|-----------|
|                                  | K1 (35 кВ)                           | K2 (6 кВ) |
| $I_K^{(3)}$ , кА                 | 1,26                                 | 5,06      |
| $i_{yd}$ , кА                    | 2,85                                 | 10,00     |
| $I_K^{(2)}$ , кА                 | 1,09                                 | 4,38      |

Результаты используются в работе далее.

Выводы по разделу.

Получены расчётные значения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области в максимальном режиме работы.

## **Выбор и проверка токоведущих частей и электрических аппаратов**

### **Выбор и проверка токоведущих частей на подстанции напряжением 35 кВ и 6 кВ**

«Ранее в работе, в рамках разработки комплекса мероприятий, направленных на повышение надежности и резервирования системы электроснабжения подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, предлагается внедрение второго силового трансформатора 35/6 кВ, который будет функционировать в качестве второго источника питания, что требуется для надёжного функционирования потребителей II категории» [12].

Установлено, что для обеспечения его стабильной работы, планируется прокладка и ввод в эксплуатацию новой воздушной линии напряжения 35 кВ, что позволит обеспечить независимое питания данного трансформатора по радиальной схеме и повысить общую отказоустойчивость системы.

Таким образом, в работе на стороне 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области необходимо:

- проверить сечение провода питающей воздушной линии марки АС-95/16 для питания первого силового трансформатора марки ТМН-6300/35, который был установлен на подстанции до реконструкции;
- выбрать сечение провода питающей воздушной линии для питания второго силового трансформатора марки ТМН-6300/35, который был внедрён на подстанции после проведения реконструкции.

Также в «работе предусматривается разделение сборных шин в распределительном устройстве 6 кВ на две самостоятельные секции, функционирующие в раздельном режиме и питающиеся от различных трансформаторов подстанции» [12], что способствует равномерному распределению нагрузки и снижению риска перегрузок.

Таким образом, в РУ 6 кВ проводится разделение отходящих линий с увеличением нагрузки на 500 кВт и числа линий с пяти до десяти.

С учётом этого, необходимо провести выбор новых линий и проверку существующих линий напряжением 6 кВ, отходящих к потребителям подстанции.

При этом, с целью экономии ресурсов, на линиях 35 кВ и 6 кВ предлагается применять аналогичный тип и марки проводников, которые были установлены там до реконструкции.

«Выбор сечения проводников выше 1 кВ осуществляется по экономической плотности тока» [12]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.н.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (26)$$

где  $I_{\text{р.н.}}$  – «расчётный ток нормального режима, А;

$j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> (для проводников воздушных линий принимается  $j_{\text{э}}=1,1$  А/мм<sup>2</sup>, для проводников кабельных линий –  $j_{\text{э}}=1,6$  А/мм<sup>2</sup>) [12].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [12]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.}}, \quad (27)$$

где « $I_{\text{доп}}$  – допустимое справочное значение тока проводника, А» [12].

«Проверка выбранного сечения провода в максимальном режиме» [12]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.макс}}. \quad (28)$$

«Проверка выбранного сечения по механической прочности» [12]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (29)$$

«По приведённым условиям, проводится выбор сечения провода питающей воздушной линии 35 кВ подстанции 35/6 кВ.

Расчётный ток нормального режима для данной линии принимается с учётом выбранного трансформатора ТМН-6300/35» [18]:

$$I_{p.n} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (30)$$

где  $S_{ном.т}$  – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [18];

$U_{ном.}$  – «номинальное напряжение, кВ» [12].

«Ток нормального режима для ввода 35 кВ подстанции» [12]:

$$I_{p.n} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,9 \text{ A.}$$

«Сечение питающей воздушной линии 35 кВ» [7]:

$$F_9 = \frac{103,9}{1,1} \approx 94,5 \text{ мм}^2.$$

«Для применения на объекте исследования, на стороне 35 кВ, выбирается провод марки АС-95/16 сечением 95 мм<sup>2</sup>» [7].

«Расчётный ток максимального режима на стороне 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области» [12]:

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot 103,9 = 145,46 \text{ A.}$$

«Проверка выбранного провода ВЛ-35 кВ по току, соответственно, нормального и максимального режима выполняется» [12]:

$$330 \text{ A} \geq 103,9 \text{ A},$$

$$330 \text{ A} \geq 145,46 \text{ A}.$$

«Условия механической прочности для новой и существующей питающих линий 35 кВ соблюдены» [12]:

$$95 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

«Таким образом, для применения на питающей воздушной линии 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области окончательно принимается две цепи с применением провода марки АС-95/16 с допустимым током проводника 330 А. Результаты выбора кабельных линий 6 кВ» [2] приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты выбора и проверки сечения проводников на подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области

| Наименование присоединения | $I_p$ , А | $I_{p.max}$ , А | Марка проводника | $I_{доп.}$ , А |
|----------------------------|-----------|-----------------|------------------|----------------|
| Питающая ВЛ-35 кВ          |           |                 |                  |                |
| ВЛ-35 кВ – Т1              | 94,8      | 132,7           | АС-95/16         | 330,0          |
| ВЛ-35 кВ – Т2              | 94,8      | 132,7           | АС-95/16         | 330,0          |
| Распределительные КЛ-6 кВ  |           |                 |                  |                |
| СШ-1 6 кВ                  |           |                 |                  |                |
| Присоединение 1.1          | 62,3      | 87,2            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 2.1          | 39,6      | 55,4            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 3.1          | 50,9      | 71,3            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 4.1          | 62,3      | 87,2            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 5.1          | 39,6      | 55,4            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| СШ-2 6 кВ                  |           |                 |                  |                |
| Присоединение 1.2          | 62,3      | 87,2            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 2.2          | 39,6      | 55,4            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 3.2          | 50,9      | 71,3            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 4.2          | 62,3      | 87,2            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |
| Присоединение 5.2          | 39,6      | 55,4            | АСБ-6 (3×50)     | 149,0          |

Все выбранные проводники показаны в графической части работы.

## **Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне 35 кВ**

В «рамках разработанного ранее комплекса мероприятий, направленных на повышение надежности и резервирования системы электроснабжения, предложено внедрение второго силового трансформатора 35/6 кВ марки ТМН-6300/35, который будет функционировать в качестве второго независимого источника питания» [12], что требуется для надёжного функционирования потребителей II категории.

Кроме того, для обеспечения его стабильной работы, планируется прокладка и ввод в эксплуатацию новой воздушной линии напряжения 35 кВ, что позволит обеспечить независимое питания данного трансформатора по радиальной схеме и повысить общую отказоустойчивость системы.

В результате проведения реконструкции, для гарантированного резервирования потребителей II категории на стороне 35 кВ выбрана к применению схема 35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», которая реализуется посредством применения двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, что позволяет обеспечить необходимый резервный потенциал от питающей энергосистемы.

Также проведённый ранее анализ состояния оборудования РУ 35 кВ подстанции выявил наличие ряда устаревших коммутационных и защитных средств, которые требуют замены на современные модификации, способные обеспечить более высокие показатели надежности, безопасности и экономической эффективности работы подстанции 35/6 кВ.

К таким аппаратам относятся устаревшие масляные баковые выключатели марки С-35/630 и «разъединители марки РНДЗ-2-35/1000 УХЛ1.

Все приведённые факторы обуславливают необходимость выбора и проверки» [12] новых, современных, надёжных и безопасных коммутационных и защитных аппаратов в РУ 35 кВ подстанции.

Результаты выбора электрических аппаратов для применения в РУ 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения на стороне 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области

| Наименование оборудования                                          | Условие выбора                  | Расчетные данные сети                                          | Паспортные технические данные оборудования       |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Выключатели<br>ВР35НТ-35-25/1600<br>(вакуумные)                    | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 35 \text{ кВ}$                                     | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                        |
|                                                                    | $I_{max} \leq I_{ном}$          | $I_{max} = 132,7 \text{ А}$                                    | $I_{ном} = 1600 \text{ А}$                       |
|                                                                    | $I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$      | $I_{н.т} = 1,26 \text{ кА}$                                    | $I_{отк.ном} = 25 \text{ кА}$                    |
|                                                                    | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 2,86 \text{ кА}$                                        | $i_{дин.} = 64 \text{ кА}$                       |
|                                                                    | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$      | $I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 3,78 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| Разъединители<br>РГ-35/1000УХЛ1                                    | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 35 \text{ кВ}$                                     | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                        |
|                                                                    | $I_{max} \leq I_{ном}$          | $I_{max} = 132,7 \text{ А}$                                    | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$                       |
|                                                                    | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 2,86 \text{ кА}$                                        | $i_{дин.} = 50 \text{ кА}$                       |
|                                                                    | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$      | $I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 3,78 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| Трансформаторы<br>ТОЛ-35 III-IV-1<br>(встроенные в<br>выключатели) | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 35 \text{ кВ}$                                     | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                        |
|                                                                    | $I_{max} \leq I_{ном.1}$        | $I_{max} = 132,7 \text{ А}$                                    | $I_{ном.1} = 200 \text{ А}$                      |
|                                                                    | $S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$ | $S_{вт.цепей} = 20 \text{ ВА}$                                 | $S_{обм.ном} = 80 \text{ ВА}$                    |
|                                                                    | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 2,86 \text{ кА}$                                        | $i_{дин.} = 40 \text{ кА}$                       |
|                                                                    | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$      | $I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 3,78 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| ОПН-35/40,5/10/1000                                                | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 35 \text{ кВ}$                                     | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                        |
|                                                                    | $I_{max} \leq I_{ном}$          | $I_{max} = 132,7 \text{ А}$                                    | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$                       |
|                                                                    | $I_{н.т} \leq I_{макс.проп.}$   | $I_{н.т} = 1,26 \text{ кА}$                                    | $I_{макс.проп.} = 40,5 \text{ кА}$               |
|                                                                    | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 2,86 \text{ кА}$                                        | $i_{дин.} = 100 \text{ кА}$                      |

Таким образом, для установки в РУ 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, окончательно выбраны следующие электрические аппараты:

- выключатели марки ВР35НТ-35-25/1600 (вакуумные) [3] – новые (взамен устаревших выключателей С-35/630);
- разъединители марки РГ-35/1000УХЛ1 [16] – новые (взамен устаревших разъединителей марки РНДЗ-2-35/1000 УХЛ1).

Также для установки в РУ 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области проверены на соответствие параметрам сети ранее установленные электрические аппараты:

- трансформаторы ТОЛ-35 III-IV-1 (встроенные в выключатели) [11];
- ограничители перенапряжения марки ОПН-35/40,5/10/1000 [11].

### **Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне 6 кВ**

Вследствие внедрения второго силового трансформатора 35/6 кВ марки «ТМН-6300/35, который будет функционировать в качестве второго независимого источника питания, что требуется для надёжного функционирования потребителей II категории, а также разделения сборных шин в РУ 6 кВ на две самостоятельные секции, функционирующих в раздельном режиме и питающихся от разных трансформаторов подстанции» [12], что способствует равномерному распределению нагрузки и снижению риска перегрузок, число отходящих линий в РУ 6 кВ увеличилось с пяти до десяти.

Также проведённый ранее анализ состояния оборудования РУ 6 кВ подстанции выявил наличие ряда устаревших коммутационных и защитных средств, которые требуют замены на современные модификации, способные обеспечить более высокие показатели надёжности, безопасности и экономической эффективности работы подстанции 35/6 кВ.

К таким аппаратам относятся устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630.

Результаты выбора электрических аппаратов для применения в РУ 6 кВ подстанции сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты выбора электрических аппаратов для применения на стороне 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области

| Наименование оборудования                               | Условие выбора                  | Расчетные данные сети                                          | Паспортные технические данные оборудования               |
|---------------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| Выключатели ВРС-6-31,5/1000 (вакуумные)                 | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 6 \text{ кВ}$                                      | $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$                                 |
|                                                         | $I_{max} \leq I_{ном}$          | $I_{max} = 856,3 \text{ А}$                                    | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$                               |
|                                                         | $I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$      | $I_{н.т} = 5,06 \text{ кА}$                                    | $I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$                          |
|                                                         | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 10,0 \text{ кА}$                                        | $i_{дин.} = 80 \text{ кА}$                               |
|                                                         | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$      | $I_T^2 \cdot t_T = 5,06^2 \cdot 3 = 76,8 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 31,5^2 \cdot 3 \approx 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| Трансформаторы напряжения марки НАМИ-6                  | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 6 \text{ кВ}$                                      | $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$                                 |
|                                                         | $I_{max} \leq I_{ном.1}$        | $I_{max} = 856,3 \text{ А}$                                    | $I_{ном.1} = 1000 \text{ А}$                             |
|                                                         | $S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$ | $S_{вт.цепей} = 40 \text{ ВА}$                                 | $S_{обм.ном} = 75 \text{ ВА}$                            |
|                                                         | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 10,0 \text{ кА}$                                        | $i_{дин.} = 20 \text{ кА}$                               |
| Трансформаторы тока ТВЛМ-10                             | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 6 \text{ кВ}$                                      | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                                |
|                                                         | $I_{max} \leq I_{ном.1}$        | $I_{max} = 856,3 \text{ А}$                                    | $I_{ном.1} = 1000 \text{ А}$                             |
|                                                         | $S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$ | $S_{вт.цепей} = 10 \text{ ВА}$                                 | $S_{обм.ном} = 50 \text{ ВА}$                            |
|                                                         | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 10,0 \text{ кА}$                                        | $i_{дин.} = 20 \text{ кА}$                               |
| Ограничители перенапряжения ОПН-П-6/6,0/10/0,6-III УХЛ2 | $U_{сети} \leq U_{ном}$         | $U_{сети} = 6 \text{ кВ}$                                      | $U_{ном} = 6 \text{ кВ.}$                                |
|                                                         | $I_{max} \leq I_{ном}$          | $I_{max} = 856,3 \text{ А}$                                    | $I_{ном} = 250 \text{ А}$                                |
|                                                         | $I_{н.т} \leq I_{макс.проп.}$   | $I_{н.т} = 5,06 \text{ кА}$                                    | $I_{макс.проп.} = 20 \text{ кА}$                         |
|                                                         | $i_y \leq i_{дин.}$             | $i_y = 10 \text{ кА}$                                          | $i_{дин.} = 20 \text{ кА}$                               |

Таким образом, для установки в РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, окончательно выбраны новые выключатели марки ВРС-6-31,5/1000 (вакуумные) [4] (взамен устаревших горшковых масляных выключателей ВМГ-10/630).

Также для установки в РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области проверены на соответствие параметрам сети ранее установленные электрические аппараты [11].

Также демонтированы разъединители марки РВ-10/400 (в связи с заменой ячеек типа КСО на ячейки типа КРУ).

Выводы по разделу.

В работе на стороне 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области осуществлено:

- проверено сечение провода воздушной линии марки АС-95/16 для питания первого силового трансформатора марки ТМН-6300/35, который был установлен на подстанции до реконструкции её схемы;
- выбрано сечение провода воздушной линии марки АС-95/16 для питания второго силового трансформатора марки ТМН-6300/35, который был установлен на подстанции после проведения реконструкции её схемы.

На стороне 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области осуществлено:

- проверено сечение пяти существующих кабельных линий марки АСБ-6 (3×50), предназначенных для питания потребителей подстанции до реконструкции её схемы;
- выбрано сечение пяти новых кабельных линий марки АСБ-6 (3×50), предназначенных для питания потребителей подстанции после проведения реконструкции её схемы.

Для установки в РУ 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, окончательно выбраны следующие электрические аппараты:

- выключатели марки ВР35НТ-35-25/1600 (вакуумные) – новые (взамен устаревших выключателей С-35/630);
- разъединители марки РГ-35/1000УХЛ1 – новые (взамен устаревших разъединителей марки РНДЗ-2-35/1000 УХЛ1).

Также для установки в РУ 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области проверены на соответствие параметрам сети ранее установленные электрические аппараты:

- трансформаторы ТОЛ-35 III-IV-1 (встроенные в выключатели);
- ограничители перенапряжения марки ОПН-35/40,5/10/1000.

Также для установки в РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, окончательно выбраны новые выключатели марки ВРС-6-31,5/1000 (вакуумные), взамен устаревших горшковых масляных выключателей ВМГ-10/630.

Также для установки в РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области проверены на соответствие параметрам сети ранее установленные электрические аппараты:

- трансформаторы напряжения марки НАМИ-6;
- трансформаторы тока ТВЛМ-10;
- ограничители перенапряжения ОПН-П-6/6,0/10/0,6-III УХЛ2

Также демонтированы разъединители марки РВ-10/400 (в связи с заменой ячеек типа КСО на ячейки типа КРУ, в которых роль разъединителей выполняют втычные контакты).

Все выбранные электрические аппараты для установки на сторонах 35 кВ и 6 кВ подстанции 35/6 кВ, показаны удовлетворяют требованиям выбора и проверки для установки на объекте исследования в результате проведения реконструкции.

Принятые решения способствуют повышению эксплуатационной эффективности энергосистемы, снижению потерь и минимизации затрат на техническое обслуживание, что является залогом устойчивой работы подстанции и надежного энергоснабжения производственных процессов.

## **Выбор систем релейной защиты и учёта электроэнергии**

### **Выбор системы релейной защиты подстанции**

Выбор системы релейной защиты и автоматики подстанции представляет собой один из важнейших аспектов обеспечения надежности и безопасности функционирования энергосистемы.

От правильного выбора защитных устройств зависит своевременное обнаружение аварийных ситуаций, их точная локализация и оперативное отключение поврежденных участков сети, что позволяет не только предотвратить распространение аварий, но и свести к минимуму возможные повреждения оборудования.

В современной энергетике для данной цели применяются современные системы релейной защиты, основанные на использовании цифровых алгоритмов обработки сигналов, что позволяет анализировать параметры электрической цепи в режиме реального времени и достигать высокой точности срабатывания защитных механизмов.

Важным компонентом таких систем являются интегрированные коммуникационные протоколы, обеспечивающие надежное взаимодействие между элементами защиты и системами автоматики, что способствует быстрому принятию корректирующих мер.

Использование современных цифровых реле, оснащенных функциями самодиагностики и адаптивной настройки, снижает вероятность аварийных ситуаций.

Автоматизация подстанций подразумевает внедрение систем дистанционного контроля и управления, что дает возможность централизованно отслеживать работу всех ключевых элементов, проводить анализ эксплуатационных параметров и при необходимости автоматически корректировать режимы работы защитных устройств.

Такой интегрированный подход обеспечивает высокую координацию между различными функциональными звеньями энергосистемы, способствует оптимальному распределению нагрузок, снижению риска перегрузок и уменьшению времени простоя оборудования.

Кроме того, современные инженерные решения в области защиты и автоматики разрабатываются с учетом требований международных стандартов и нормативных документов, что гарантирует возможность их модернизации и расширения функциональных возможностей в будущем.

Таким образом, комплексный подход к выбору системы релейной защиты и автоматики подстанции является залогом формирования высоконадежной, адаптивной и эффективной системы электроснабжения, способной не только адекватно реагировать на аварийные ситуации, но и поддерживать стабильную работу предприятия в условиях динамично изменяющихся эксплуатационных нагрузок.

Такой подход позволяет обеспечить долгосрочную эксплуатационную устойчивость энергосистемы и способствует достижению стратегических целей в области повышения качества и безопасности электроэнергетики.

В современных условиях эксплуатации электроэнергетических объектов особое значение приобретает применение инновационных решений в области релейной защиты, что обуславливает выбор «микропроцессорных блоков марки РЗА БМРЗ-150-Е, разработанных ООО «НТЦ «Механотроника»» [10], для применения на подстанции 35/6 кВ в г. Старая Майна Ульяновской области.

Все данные защиты трансформаторов предлагается реализовать на основе указанных микропроцессорных терминалов, внешний вид которых представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Микропроцессорный блок марки РЗА серии BMP3-150-Е

Использование данного оборудования обусловлено его высокой степенью адаптивности к современным требованиям сетевой безопасности, надежности и оперативности реагирования на аварийные ситуации.

Система, построенная на основе современных микропроцессорных технологий, позволяет не только обеспечивать точное измерение и оперативную обработку сигналов, но и интегрироваться с системами автоматизированного управления электроснабжением, что существенно повышает уровень автоматизации и интеллектуализации процессов защиты силовых трансформаторов и линий подстанции.

В основе работы блока лежат алгоритмы цифровой обработки сигналов, позволяющие проводить комплексный анализ параметров сети в режиме реального времени, что обеспечивает своевременное выявление и устранение отклонений в работе оборудования.

Применение микропроцессорного блока РЗА BMP3-150-Е обеспечивает значительное снижение риска возникновения отказов, благодаря высокой точности срабатывания защитных функций, адаптивному управлению и самодиагностике. Особое внимание уделено разработке алгоритмов, позволяющих реализовать многофункциональную защиту, охватывающую широкий спектр режимов работы силовых трансформаторов и линий

подстанции. Среди реализуемых функций можно выделить комплекс защиты от перегрузок, коротких замыканий, а также обеспечения дифференциальной защиты, что позволяет своевременно обнаруживать даже малейшие отклонения в работе трансформаторного оборудования.

Кроме того, система отличается высокой устойчивостью к помехам и способности работать в условиях изменяющейся динамики нагрузки, что имеет решающее значение для поддержания стабильности и надежности энергоснабжения.

Высокая функциональность и гибкость блока РЗА БМРЗ-150-Е обуславливают возможность его применения в сложных технологических условиях современной энергосистемы, где требуется высокая степень защиты не только силовых трансформаторов, но и линий подстанции.

Данный аспект достигается за счет интеллектуальной обработки данных и возможности настройки индивидуальных параметров срабатывания, что позволяет оптимизировать режимы работы релейной защиты с учетом специфики конкретного объекта.

Таким образом, применение микропроцессорных блоков БМРЗ-150-Е не только повышает уровень безопасности эксплуатации подстанции, но и способствует повышению эффективности работы всей энергосистемы, снижению затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также обеспечивает оперативное реагирование на аварийные ситуации, что в конечном итоге положительно сказывается на надежности передачи электроэнергии.

Далее в работе проводится выбор типов релейных защит для обеспечения защиты оборудования подстанции от ненормальных режимов [1].

Как было показано ранее, на подстанции находится следующее основное оборудование, для которого необходимо обеспечить надёжную защиту:

- два силовых трансформатора марки ТМН-6300/35;
- линии электропередачи всех уровней и классов напряжения.

При выборе конкретной системы релейной защиты учитываются особенности эксплуатации подстанции, такие как уровни напряжения, типы и величины нагрузок, конфигурация сети и требования к интеграции с уже существующими автоматизированными системами управления энергоснабжением узла энергосистемы.

Учитывая данные факторы, в работе для обеспечения защиты силовых трансформаторов подстанции марки «ТМН-6300/35 предлагается выбрать следующие основные токовые защиты:

- для защиты от внешних коротких замыканий – дифференциальную защиту без выдержки времени (ДЗ);
- для защиты от внутренних коротких замыканий – максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ);
- для защиты от перегрузки – защиту от перегрузки с действием на сигнал (ЗП);
- для защиты от КЗ на землю – защиту от однофазных КЗ на землю (ЗОЗ);
- для защиты от внутренних повреждений в баке трансформатора – газовая защита (ГЗ).

Для обеспечения защиты линий, питающих и отходящих от подстанции, предлагается выбрать следующие основные токовые защиты:

- для защиты от внешних коротких замыканий – токовую отсечку без выдержки времени (ТО);
- для защиты от внутренних коротких замыканий – максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ);
- для защиты от КЗ на землю – защиту от однофазных КЗ (ЗОЗ)» [1].

Все выбранные защиты реализуются на функционале блока РЗА БМРЗ-150-Е, что обуславливает возможность его применения в сложных технологических условиях современной энергосистемы, где требуется высокая степень защиты не только силовых трансформаторов, но и линий подстанции.

## Выбор системы учёта и контроля электроэнергии

«В рамках реализации основных задач по модернизации подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1», планируется модернизировать вторичные цепи, включая замену устаревших устройств системы учёта и контроля электроэнергии на современные модификации.

Для решения поставленной задачи, выбирается автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии АИИС ТУЭ на основе счётчиков Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М с применением шкафа серии ШАИИС-МТ.

Структурная схема шкафа серии ШАИИС-МТ для реализации АИИС ТУЭ на подстанции 35/6 кВ» [19], представлена на рисунке 6.

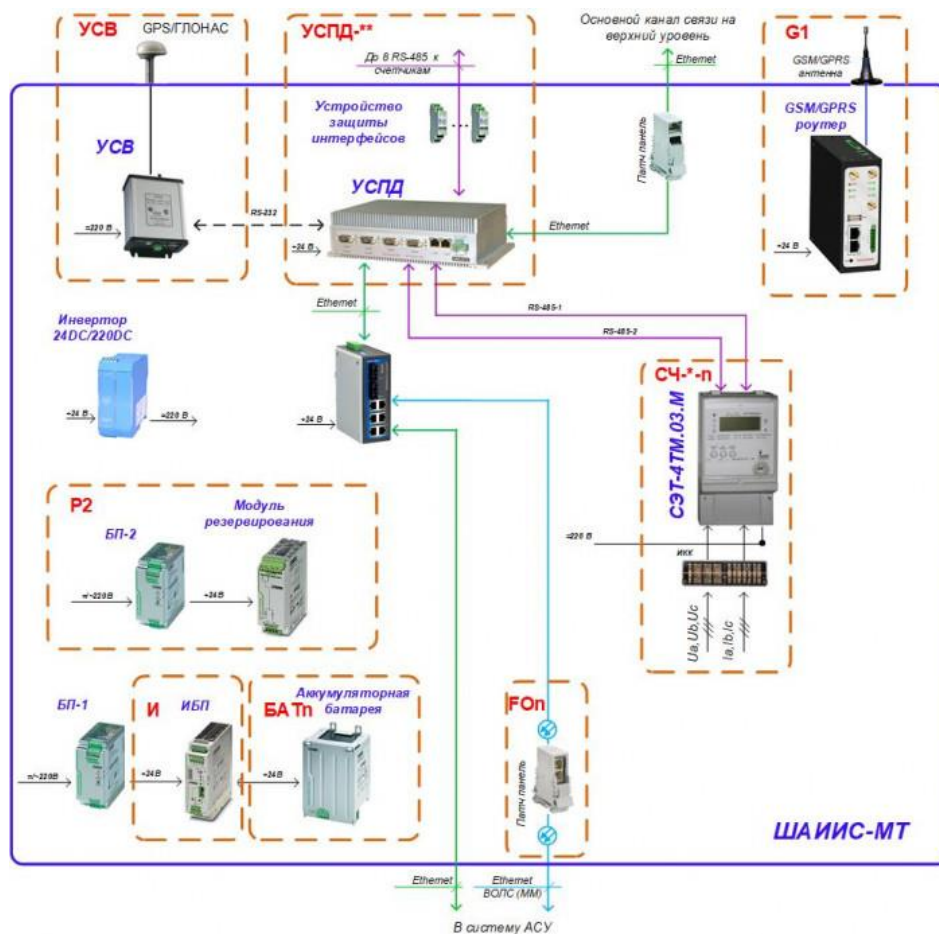


Рисунок 6 – Структурная схема выбранного шкафа серии ШАИИС-МТ для реализации АИИС ТУЭ на подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1»

«Выбор автоматизированной информационно-измерительной системы технического учета электроэнергии (АИИСТУЭ), основанной на использовании счётчиков Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М в сочетании с шкафом серии ШАИИС-МТ» [19] для подстанции 35/6 кВ в г. Старая Майна Ульяновской области, продиктован необходимостью создания высокоточной, надёжной и гибко масштабируемой системы учета электроэнергии, способной удовлетворить современные требования энергоснабжения и обеспечить оперативное управление параметрами сети.

Применяемая система характеризуется высокой степенью точности измерений, что обусловлено использованием передовых технологий цифровой обработки сигналов, встроенных в счётчики, что позволяет проводить непрерывный мониторинг показателей нагрузки и энергетических параметров в реальном времени.

Точность и стабильность работы измерительных средств является важнейшим фактором при учете электроэнергии, поскольку именно от достоверности получаемых данных зависит эффективность управления энергосистемой, корректировка технологических режимов и принятие оперативных решений в аварийных ситуациях.

Особое значение в данной архитектуре системы приобретает возможность интеграции измерительных приборов в единую информационно-измерительную сеть, что позволяет обеспечить высокий уровень автоматизации процессов технического учета.

Использование современных и эффективных счётчиков Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М позволяет не только получать детализированные данные о потреблении электроэнергии, но и реализовывать функции самодиагностики, контроля корректности работы и передачи данных по защищенным цифровым каналам связи. Данный аспект, в свою очередь, способствует повышению надёжности работы системы и минимизации вероятности возникновения ошибок, связанных с человеческим фактором или техническими сбоями.

Интеграция элементов системы в шкаф серии ШАИИС-МТ обеспечивает структурированность и удобство обслуживания, так как данный шкаф выполняет роль универсального узла для размещения и подключения всех необходимых модулей системы, а также защищает оборудование от неблагоприятных внешних воздействий, что особенно важно при эксплуатации в «условиях повышенной нагрузки и переменных климатических факторов.

Конструкция шкафа разработана с учетом современных требований к электробезопасности и эргономике, что позволяет обеспечить оптимальную теплоотдачу, устойчивость к вибрациям и механическим повреждениям» [19], а также упрощает процедуры монтажа и последующего технического обслуживания.

С точки зрения функциональности, данная автоматизированная система обладает широким спектром возможностей, включая реализацию дистанционного контроля, автоматический сбор и обработку данных, а также интеграцию с системами управления энергоснабжением узлов энергосистемы Ульяновской области.

Благодаря этим характеристикам система не только обеспечивает точный учет электроэнергии, но и становится важным элементом комплексного контроля технического состояния подстанции, позволяя оперативно выявлять отклонения от нормальной работы и принимать меры по их устранению.

Таким образом, выбор данного технического решения является обоснованным с точки зрения повышения надежности, точности и оперативности управления энергосистемой.

Такой комплексный подход позволяет обеспечить соответствие современным нормативным требованиям, а также создать условия для дальнейшей модернизации и расширения функциональных возможностей системы, что в конечном итоге способствует формированию устойчивой и высокоэффективной системы электроснабжения подстанции.

Выводы по разделу.

Установлено, что применение микропроцессорных блоков БМРЗ-150-Е обеспечивает оперативное реагирование на аварийные ситуации, что в конечном итоге положительно сказывается на надежности передачи электроэнергии потребителям.

Для обеспечения защиты силовых трансформаторов марки ТМН-6300/35, а также линий всех типов и классов напряжения подстанции, выбраны токовые защиты, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки БМРЗ-150-Е.

Установлено, что выбор АИИСТУЭ со счётчиками Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М и шкафами серии ШАИИС-МТ, является обоснованным решением с точки зрения повышения надежности, точности и оперативности управления энергосистемой.

Показано, что такой комплексный подход к выбору и АИИСТУЭ позволяет обеспечить соответствие современным нормативным требованиям, а также создать условия для дальнейшей модернизации и расширения функциональных возможностей системы, что в конечном итоге способствует формированию устойчивой и высокоэффективной системы электроснабжения подстанции.

## **Заключение**

В результате выполнения работы проведена разработка и внедрение комплекса технических и организационных мероприятий по реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ на примере подстанции энергосистемы «ЗНС-1» Ульяновской области г. Старая Майна.

Установлено, что мероприятия по реконструкции подстанции обусловлены увеличением нагрузки потребителей и кардинальным изменением схемных решений.

Также было установлено, что на подстанции 35/6 кВ установлен один силовой трансформатор марки 2500/35 и применены следующие схемы, которые требуют кардинальных изменений, что подчеркивает необходимость реконструкции схем питания и распределения электроэнергии на всех уровнях напряжения объекта исследования.

Полученные результаты подчеркивают необходимость пересмотра и реконструкции существующих схем электрических соединений подстанции, что позволит учесть рост энергопотребления и повысить устойчивость работы ПС 35/6 кВ «ЗНС-1» в условиях изменяющихся эксплуатационных требований.

Такой подход не только обеспечивает надежное электроснабжение промышленных объектов, получающих питание от подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1», но и способствует оптимизации работы энергосистемы региона, что является важным аспектом стратегической модернизации промышленно-энергетического комплекса в целом.

Также проведенный анализ оборудования распределительных устройств 35 кВ и 6 кВ подстанции выявил наличие ряда устаревших коммутационных и защитных средств, которые требуют замены на современные модификации, способные обеспечить более высокие показатели надежности, безопасности и экономической эффективности работы подстанции 35/6 кВ.

Разработан комплекс мероприятий, направленных на повышение надежности и резервирования системы электроснабжения.

В рамках этих мероприятий предлагается:

- внедрение второго силового трансформатора 35/6 кВ;
- для обеспечения стабильной работы схемы, планируется прокладка и ввод в эксплуатацию новой воздушной линии напряжения 35 кВ;
- предусматривается разделение сборных шин в распределительных устройствах 35 кВ и 6 кВ подстанции на две самостоятельные секции;
- на стороне 35 кВ выбрана к применению схема 35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», которая реализуется посредством применения двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- аналогичный подход применяется на стороне 6 кВ, где внедрение схемы 6-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система сборных шин» обеспечивает необходимое и достаточное резервирование для поддержания стабильности электроснабжения потребителей.

Получены результаты расчётов максимальной нагрузки подстанции:

- отдельных присоединений 6 кВ;
- сборных шин 6 кВ;
- суммарной нагрузки подстанции.

При расчёте нагрузки подстанции применялся рекомендованный метод коэффициента спроса.

Полученные результаты расчёта электрических нагрузок используются для выбора и проверки технических решений на подстанции 35/6 кВ в результате проведения её реконструкции.

В результате проведенных расчетов установлено, что для обеспечения надежного электроснабжения потребителей после реконструкции подстанции

35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области целесообразно установить два силовых трансформатора ТМН-6300/35.

При этом уже эксплуатируемый трансформатор такого же типа и мощности сохраняется в работе, а в систему интегрируется новый трансформатор ТМН-6300/35 в качестве второго источника питания.

Расчётным путём установлено, что выбранные силовые трансформаторы соответствуют условиям проверки по расчётной нагрузке потребителей ПС-35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области вследствие увеличения её нагрузки, а также отвечают условиям проверки по всем критериям нагрузочной способности.

Получены расчётные значения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области в максимальном режиме работы.

В работе на стороне 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области осуществлено:

- проверено сечение провода воздушной линии марки АС-95/16 для питания первого силового трансформатора марки ТМН-6300/35, который был установлен на подстанции до реконструкции её схемы;
- выбрано сечение провода воздушной линии марки АС-95/16 для питания второго силового трансформатора марки ТМН-6300/35, который был установлен на подстанции после проведения реконструкции её схемы.

На стороне 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области осуществлено:

- проверено сечение пяти существующих кабельных линий марки АСБ-6 (3×50), предназначенных для питания потребителей подстанции до реконструкции её схемы;
- выбрано сечение пяти новых кабельных линий марки АСБ-6 (3×50), предназначенных для питания потребителей подстанции после проведения реконструкции её схемы.

Для установки в РУ 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, окончательно выбраны следующие электрические аппараты:

- выключатели марки ВР35НТ-35-25/1600 (вакуумные) – новые (взамен устаревших выключателей С-35/630);
- разъединители марки РГ-35/1000УХЛ1 – новые (взамен устаревших разъединителей марки РНДЗ-2-35/1000 УХЛ1).

Также для установки в РУ 35 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области проверены на соответствие параметрам сети ранее установленные электрические аппараты:

- трансформаторы ТОЛ-35 III-IV-1 (встроенные в выключатели);
- ограничители перенапряжения марки ОПН-35/40,5/10/1000.

Также для установки в РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области, окончательно выбраны новые выключатели марки ВРС-6-31,5/1000 (вакуумные), взамен устаревших горшковых масляных выключателей ВМГ-10/630.

Также для установки в РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЗНС-1» Ульяновской области проверены на соответствие параметрам сети ранее установленные электрические аппараты:

- трансформаторы напряжения марки НАМИ-6;
- трансформаторы тока ТВЛМ-10;
- ограничители перенапряжения ОПН-П-6/6,0/10/0,6-III УХЛ2

Также демонтированы разъединители марки РВ-10/400 (в связи с заменой ячеек типа КСО на ячейки типа КРУ, в которых роль разъединителей выполняют втычные контакты).

Все выбранные электрические аппараты для установки на сторонах 35 кВ и 6 кВ подстанции 35/6 кВ, показаны удовлетворяют требованиям выбора и проверки для установки на объекте исследования в результате проведения реконструкции.

Принятые решения способствуют повышению эксплуатационной эффективности энергосистемы, снижению потерь и минимизации затрат на техническое обслуживание, что является залогом устойчивой работы подстанции и надежного энергоснабжения производственных процессов.

Установлено, что применение микропроцессорных блоков БМРЗ-150-Е обеспечивает оперативное реагирование на аварийные ситуации, что в конечном итоге положительно сказывается на надежности передачи электроэнергии потребителям.

Для обеспечения защиты силовых трансформаторов марки ТМН-6300/35, а также линий всех типов и классов напряжения подстанции, выбраны токовые защиты, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки БМРЗ-150-Е.

Установлено, что выбор АИИСТУЭ со счётчиками Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М и шкафами серии ШАИИС-МТ, является обоснованным решением с точки зрения повышения надежности, точности и оперативности управления энергосистемой.

Показано, что такой комплексный подход к выбору и АИИСТУЭ позволяет обеспечить соответствие современным нормативным требованиям, а также создать условия для дальнейшей модернизации и расширения функциональных возможностей системы, что в конечном итоге способствует формированию устойчивой и высокоэффективной системы электроснабжения подстанции.

Таким образом, принятые в работе решения по реконструкции подстанции 35/6 кВ, способствуют повышению эксплуатационной эффективности энергосистемы, снижению потерь и минимизации затрат на техническое обслуживание, что является залогом устойчивой работы подстанции и надежного обеспечения электроэнергией потребителей.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. АСБ длительно допустимый ток [Электронный ресурс]: URL: <https://elmarkets.ru/blog/spravochnik/asb-dlitelno-dopustimyy-tok/> (дата обращения: 03.02.2025).
3. Выключатели вакуумные ВР35НТ-35 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-35-kv/vr35nt.htm> (дата обращения: 03.02.2025).
4. Выключатели вакуумные ВРС-6 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vrs-6.htm> (дата обращения: 03.02.2025).
5. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 03.02.2025).
6. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 03.02.2025).
7. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 03.02.2025).
8. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
9. Линия: «ЗНС-1» [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/way/402509038#map=19/54.575518/48.943246> (дата обращения: 03.02.2025).

10. Микропроцессорный блок РЗА БМРЗ-150-Е [Электронный ресурс]: URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/modernizirovannyij-bmrz-150/> (дата обращения: 03.02.2025).
11. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
12. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 03.02.2025).
14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.
15. Схема ЛЭП ПС 35/10 кВ «ЗНС-1» [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#11.38/54.5631/48.9723> (дата обращения: 03.02.2025).
16. Технические характеристики разъединителей РГ и РГП 35 кВ. [Электронный ресурс]: URL: [http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rind/rg\\_35.pdf](http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rind/rg_35.pdf) (дата обращения: 03.02.2025).
17. Типовые схемы РУ 35-750 кВ [Электронный ресурс]: URL: [https://powersystem.info/index.php/Типовые\\_схемы\\_РУ\\_35-750\\_кВ](https://powersystem.info/index.php/Типовые_схемы_РУ_35-750_кВ) (дата обращения: 03.02.2025).
18. Трансформаторы ТМН 6300 35(20)/11-6,3 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://elkabtrans.ru/catalog/tmn/tmn-6300-35-20-11-6-3-kv/> (дата обращения: 03.02.2025).
19. Шкаф АИИС КУЭ ШАИИС-МТ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-asu-tp-i-aiis-kue/aiis-kue-mt/shaiis-mt.html> (дата обращения: 03.02.2025).
20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020. 142 с.