

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 подстанции 35/6 кВ Моркваши

Обучающийся

М. И. Мот

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2024

Аннотация

Разработаны мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области. Установлено, что данная реконструкция обусловлена несоответствием необходимого уровня резервирования для питания потребителей подстанции согласно требованиям надёжности, а также увеличением нагрузки отходящих соединений 6 кВ подстанции. Кроме того, на подстанции проведена модернизация основного силового оборудования распределительных устройств, системы учёта и контроля электроэнергии, а также устройств релейной защиты и автоматики.

В работе решены ключевые задачи:

- проведён анализ исходных данных, включая технические характеристики схемы электрических соединений и потребителей 6 кВ подстанции с учётом увеличения их нагрузки;
- разработан комплекс мероприятий по реконструкции подстанции;
- «выполнен расчёт электрических нагрузок подстанции 35/6 кВ «Моркваши» с учётом кардинальных изменений в схеме электрических соединений и роста нагрузки;
- на основе полученных результатов, проведена проверка силовых трансформаторов на допустимую загрузку для обеспечения надёжности и бесперебойности электроснабжения;
- рассчитаны значения токов короткого замыкания на выводах силовых трансформаторов 35 кВ и 6 кВ подстанции;
- осуществлён выбор и проверка электрических проводников, оборудования, системы учёта электроэнергии и релейной защиты» [16].

Работа содержит расчётно-пояснительную записку объёмом 57 печатных страниц.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ схемы и технического состояния оборудования подстанции.....	7
1.1 Исходная характеристика схемы электрических соединений и состояния оборудования подстанции.....	7
1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции подстанции	11
2 Расчёт электрических нагрузок подстанции	16
3 Выбор и проверка силовых трансформаторов подстанции.....	20
4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах подстанции.....	26
5 Выбор и проверка токоведущих частей и электрических аппаратов	32
5.1 Выбор и проверка проводников	32
5.2 Выбор и проверка электрических аппаратов	36
6 Выбор систем релейной защиты и учёта электроэнергии	44
6.1 Выбор устройств системы релейной защиты и автоматики.....	44
6.2 Выбор системы учёта и контроля электроэнергии.....	47
Заключение	50
Список используемых источников.....	55

Введение

Актуальность реконструкции трансформаторных подстанций обусловлена возрастающими требованиями к качеству и надёжности электроснабжения, а также растущими нагрузками в связи с увеличением числа потребителей и изменением характера энергопотребления. Современные энергосистемы требуют адаптации к новым условиям эксплуатации, и устаревшие подстанции не всегда способны обеспечить необходимый уровень резервирования и гибкости в управлении потоками энергии.

Целесообразность реконструкции и модернизации понизительных подстанций определяется необходимостью повышения эффективности работы энергосистемы, обеспечения её устойчивости и минимизации рисков возникновения аварийных ситуаций.

Устаревшее оборудование подстанций часто не соответствует современным стандартам безопасности и эффективности.

Например, традиционные схемы электрических соединений могут создавать узкие места в системе электроснабжения, что приводит к перегрузкам, потерям энергии и затрудняет управление сетью.

Внедрение современных технологий и оборудования позволяет увеличить пропускную способность сетей, обеспечить надёжную работу даже в условиях высоких нагрузок, а также сократить эксплуатационные затраты.

Указанные аспекты особенно важны для регионов с интенсивным экономическим развитием, где стабильное электроснабжение является залогом успешной работы промышленных предприятий и социальной инфраструктуры.

Практическая ценность реконструкции и модернизации понизительных трансформаторных подстанций заключается в их способности обеспечить более качественное и бесперебойное энергоснабжение потребителей.

Состояние вопроса модернизации понизительных подстанций в

Российской Федерации характеризуется высоким уровнем износа существующего оборудования, значительная часть которого была введена в эксплуатацию ещё в прошлом веке. Наличие указанных факторов приводит к повышенным эксплуатационным расходам и риску аварийных отключений, негативно влияющих на потребителей.

В последние годы принимаются активные меры по обновлению энергетической инфраструктуры. Разрабатываются и внедряются программы реконструкции подстанций, ориентированные на повышение надёжности и безопасности энергосистемы. Тем не менее, актуальность этой задачи сохраняется, и для её решения требуются дальнейшие усилия, как со стороны энергетических компаний, так и государственных органов.

Поддержка государства играет ключевую роль в успешной реализации проектов по реконструкции и модернизации подстанций. В рамках национальных программ развития энергетики государство оказывает финансовую и нормативную поддержку энергетическим компаниям, стимулируя внедрение инновационных технологий и оборудования. Федеральные и региональные программы модернизации инфраструктуры предусматривают выделение субсидий и льготных кредитов для реализации проектов по обновлению энергетических объектов, а также создают благоприятные условия для инвестирования в развитие электросетевого комплекса. Государственное регулирование также включает требования по обязательному обновлению оборудования подстанций и повышению энергоэффективности, что способствует ускорению процесса модернизации и повышению надёжности энергосистемы в целом.

Таким образом, решение поставленных задач является неотъемлемой частью развития энергетической инфраструктуры Российской Федерации.

Актуальность и целесообразность данных мероприятий обусловлены необходимостью обеспечения качественного и надёжного электроснабжения, повышения эффективности работы энергосистемы и минимизации эксплуатационных затрат.

Поддержка государства и применение передовых технологий позволяют решать эти задачи, создавая условия для устойчивого развития энергетики страны и повышения её конкурентоспособности на мировом рынке.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка мероприятий по реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области.

Установлено, что данная реконструкция обусловлена несоответствием необходимого уровня резервирования для питания потребителей подстанции согласно требованиям надёжности, а также увеличением нагрузки отходящих соединений 6 кВ подстанции.

Кроме того, на подстанции планируется провести модернизацию основного силового оборудования распределительных устройств 35 кВ и 6 кВ, системы учёта и контроля электроэнергии, а также устройств релейной защиты и автоматики.

«Объектом исследования в работе выступает электрическая часть понизительной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области.

Предметом исследования являются параметры и показатели надёжности, экономичности, безопасности и бесперебойности электроснабжения, точности измерений параметров электроэнергии, а также селективности и быстродействия системы релейной защиты объекта исследования» [16].

1 Анализ схемы и технического состояния оборудования подстанции

1.1 Исходная характеристика схемы электрических соединений и состояния оборудования подстанции

Приводится исходная характеристика схемы электрических соединений и состояния оборудования понизительной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 35/6 кВ «Моркваши» (далее – ПС-35/6 кВ «Моркваши») расположена в Жигулёвском городском округе, в г. Жигулёвск Самарской области на Морквашинской улице, 68 [16].

Расположение ПС-35/6 кВ «Моркваши» на карте местности г. Жигулёвск Самарской области представлено на рисунке 1.

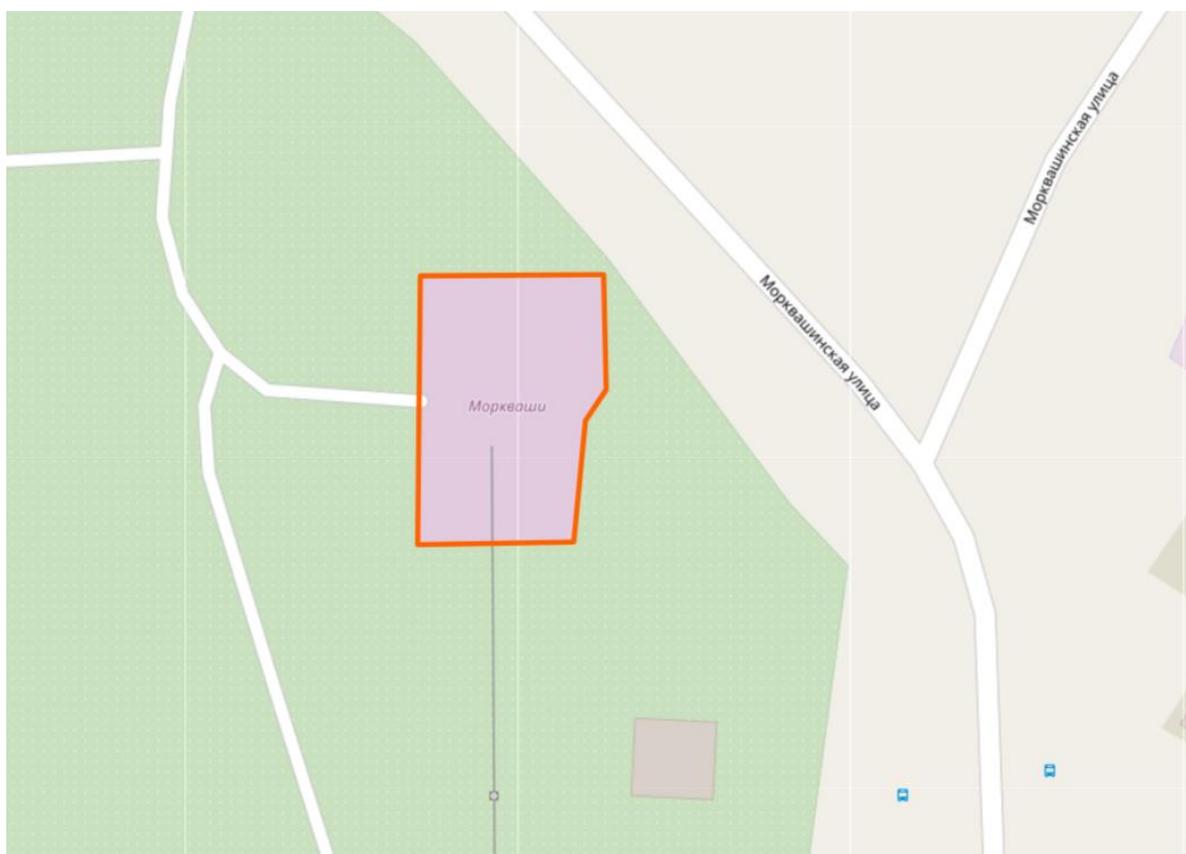


Рисунок 1 – Расположение ПС-35/6 кВ «Моркваши» на карте местности г. Жигулёвск Самарской области

Данная понизительная подстанция обеспечивает электроэнергией промышленные и бытовые потребители на напряжении 6 кВ с последующим понижением напряжения до уровня 0,38/0,22 кВ через потребительские подстанции 10/0,4 кВ (в работе не рассматриваются).

«В результате проведения анализа исходных данных установлено, что понизительная подстанция 35/6 кВ» [16] «Моркваши» является тупиковой однострансформаторной подстанцией энергосистемы г. Жигулёвск Самарской области.

Подстанция 35/6 кВ «Моркваши» получает питание от энергосистемы по одноцепной воздушной линии напряжением 35 кВ (далее – ВЛ-35 кВ), которая показана на рисунке 2 [8]. На указанной питающей ВЛ-35 кВ использован провод марки АС-95/16. План расположения питающей линии ПС-35/6 кВ «Моркваши» представлен на рисунке 2.

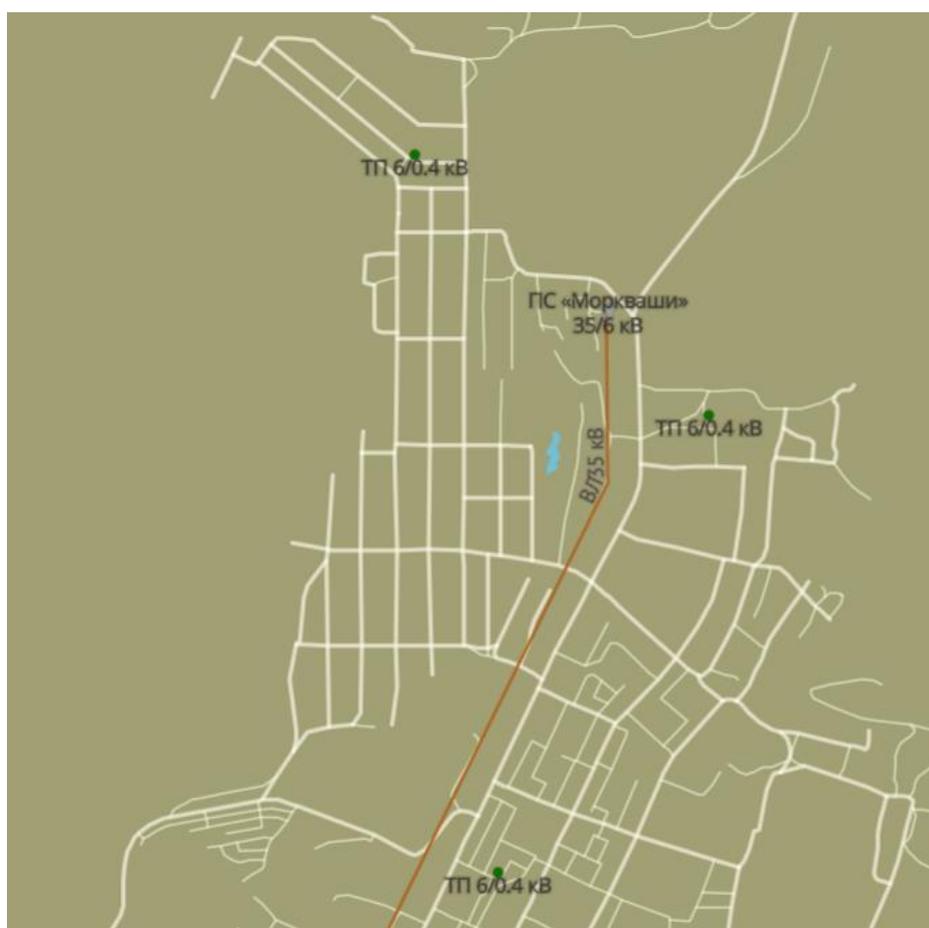


Рисунок 2 – План расположения питающей линии 35 кВ ПС-35/6 кВ «Моркваши»

На ПС-35/6 кВ «Моркваши» в исходной схеме электрических соединений, используются следующие схемные решения, описанные далее.

Открытое распределительное устройство 35 кВ (далее – РУ-35 кВ) – служит для приёма электроэнергии от питающей одноцепной линии напряжением 35 кВ и последующего его распределения на силовые трансформаторы подстанции.

«На стороне 35 кВ применяется схема ЗН «Блок (линия-трансформатор) с выключателем», которая подходит для применения на данной тупиковой подстанции только для питания потребителей III категории надёжности.

Однако такая схема с одной питающей линией 35 кВ и одним силовым трансформатором не соответствует требованиям нормативных документов и схемам, которые рекомендуются к применению для питания потребителей II категории надёжности, к которым относится большинство потребителей подстанции (в виду полного отсутствия резервирования). Таким образом, в схеме электрических соединений РУ-35 кВ подстанции необходимо устранить» [16] данный существенный недостаток, применив современные схемные решения.

Для понижения напряжения с уровня 35 кВ до уровня 6 кВ на подстанции применяется один силовой трансформатор марки ТМН-6300/35. По состоянию на сентябрь 2024 года, состояние силового трансформатора подстанции оценивается как удовлетворительное.

Закрытое распределительное устройство 6 кВ (далее – ЗРУ-6 кВ), необходимо для приёма пониженной электроэнергии от силовых трансформаторов с последующей распределением её потребителям на напряжении 6 кВ. ЗРУ-6 кВ выполнено по схеме «Схема с одной системой шин, не секционированная выключателем». Такая схема – ненадёжная, она подходит для снабжения потребителей только III категории надёжности (в виду полного отсутствия резервирования).

Следовательно, схема РУ-6 кВ подстанции также нуждается в реконструкции.

Далее проводится характеристика основного оборудования ПС-35/6 кВ «Моркваши».

В распределительных устройствах подстанции 35/6 кВ «Моркваши» находится следующее коммутационное и защитное оборудование:

- ОРУ-35 кВ: один выключатель высокого напряжения марки С – 35/630 (со встроенными трансформаторами тока ТВ 35-II), один разъединитель марки РНДЗ-1-35/600, ограничители перенапряжения марки ОПН-35/40,5/10/600;
- ЗРУ-6 кВ: шесть выключателей высокого напряжения марки ВМГ-10/630, восемь разъединителей марки РВ-10/400, один трансформатор напряжения марки НАМИ-6, шестнадцать трансформаторов тока марки ТВЛМ-10, один трансформатор собственных нужд марки ТМ-63/10, три ограничителя перенапряжения марки ОПН-П-6/6,0/10/0,6-III УХЛ2.

Таким образом установлено, что многое оборудование, находящееся в исходной схеме РУ-35 кВ и РУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «Моркваши» требует замены на новые модификации. Следовательно, в работе, помимо реконструкции схемы электрических соединений РУ-35 кВ, также обоснована необходимость проведения модернизации оборудования в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции.

Далее в работе рассматриваются исходные данные потребителей подстанции 35/6 кВ «Моркваши» (включая данные о фактической нагрузке, не учтённой на стадии проектирования подстанции).

В результате проведения анализа установлено, что к потребителям реконструируемой подстанции относятся промышленные объекты АО «СКК», которые имеют различную мощность и категории надёжности. Основу нагрузки подстанции составляют потребители АО «СКК» II категории надёжности, которых подавляющее большинство.

Установлено, что их нагрузка увеличилась (вследствие ввода в работу новых потребителей как бытового, так и промышленного назначения). С учётом этого, необходимо провести проверку правильности выбора решений.

Исходные данные потребителей реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши», представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные потребителей реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

Наименование присоединения	Число кабелей, шт.	Марка питающего кабеля	Нагрузка проектная, $P_{м1}$, кВт	Нагрузка фактическая, $P_{м2}$, кВт	Категория надёжности потребителей
Ф-38 АО «СКК»	1	АСБ-6 (3×50)	950	1100	2,3
Ф-35 АО «СКК»	1	АСБ-6 (3×50)	650	700	2,3
Ф-33 АО «СКК»	1	АСБ-6 (3×50)	800	900	2,3
Ф-32 АО «СКК»	1	АСБ-6 (3×50)	950	1100	2,3
Ф-31 АО «СКК»	1	АСБ-6 (3×50)	650	700	2,3
Всего по ТП-35/6 кВ «Моркваши»	5	5 АСБ-6 (3×50)	4000	4500	2,3

Таким образом, в результате проведения анализа потребителей реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши», установлено, что от одной секции сборных шин РУ-6 кВ подстанции получают питание по радиальной схеме кабельными линиями марки АСБ-10 (3×50), пять присоединений потребителей АО «СКК».

Также показано, что суммарное увеличение нагрузки потребителей подстанции 35/6 кВ «Моркваши» составило 500 кВт (нагрузка повысилась с 4000 кВт до 4500 кВт).

1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции подстанции

Исходя из проведённого анализа схемы и оборудования на подстанции 35/6 кВ «Моркваши» установлено, что требуется реконструкция схем электрических соединений РУ-35 и РУ-6 кВ, так как существующие схемы не удовлетворяет требованиям надёжности для питания потребителей II категории (в виду полного отсутствия резервирования).

Таким образом, в схемах РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции необходимо устранить данный существенный недостаток.

Решение данного вопроса планируется начать с установки дополнительного (второго) силового трансформатора 35/6 кВ, запитав его от независимого источника питания на напряжении 35 кВ.

Таким образом, установка второго трансформатора обеспечит обеспечение второго источника питания для потребителей II категории. Выбор и проверку рациональных марок и типономиналов силовых трансформаторов для установки на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» необходимо провести в работе далее.

Далее выбираются новые схемы РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции.

В РУ-35 кВ тупиковой ПС-35/6 кВ «Моркваши» рекомендуется применить рекомендуемую схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [5].

«Схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» используется в распределительных устройствах высокого напряжения и обеспечивает повышенную надёжность электроснабжения при оптимальной коммутационной нагрузке» [18].

«Устройство данной схемы состоит из двух блоков, каждый из которых включает в себя силовой трансформатор» [18] и присоединённую линию с отдельным выключателем.

Неавтоматическая перемычка на стороне линий позволяет соединять или разъединять блоки вручную, обеспечивая гибкость в управлении потоками электроэнергии.

Особенностью работы схемы является возможность оперативного переключения нагрузки между блоками, что важно при проведении ремонтных или профилактических работ.

Перемычка создаёт условия для временного объединения блоков, позволяя передавать мощность через один трансформатор в случае аварийной ситуации.

Данный аспект повышает устойчивость системы к коротким замыканиям и снижает вероятность полного обесточивания при выходе одного из элементов из строя.

Кроме того, схема оптимизирует использование оборудования и минимизирует потери энергии, что делает её экономически эффективной для распределительных устройств различного класса напряжения.

Таким образом, выбор данного типа схемы для применения в РУ-35 кВ тупиковой ПС-35/6 кВ «Моркваши», обоснован.

«В РУ-6 кВ тупиковой ПС-35/6 кВ «Моркваши» рекомендуется применить рекомендуемую схему 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»» [5].

Данная схема представляет собой конфигурацию распределительного устройства, где система шин разделена на секции с помощью секционного выключателя [18].

При возникновении аварийных ситуаций схема позволяет быстро отключать повреждённую секцию, минимизируя последствия и сохраняя электроснабжение на других секциях.

Разделение системы шин также снижает риски коротких замыканий, локализуя повреждения и предотвращая их распространение по всей системе.

Основное преимущество данной схемы – её высокая надёжность и гибкость в управлении.

Наличие секционного выключателя повышает устойчивость системы к авариям и обеспечивает бесперебойное электроснабжение даже при проведении плановых работ или в случае неисправностей.

Кроме того, схема оптимизирует использование оборудования, позволяя распределять нагрузки между секциями, что способствует более эффективному и безопасному функционированию электрической сети.

Таким образом, выбор данного типа схемы для применения в РУ-6 кВ тупиковой ПС-35/6 кВ «Моркваши», обоснован.

Кроме того, в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ необходимо провести модернизацию электрических аппаратов, заменив устаревшие модификации на новые разработки современного типа. Также требуется модернизация системы учёта электроэнергии и релейной защиты подстанции.

Также установлено, что суммарное увеличение нагрузки потребителей подстанции 35/6 кВ «Моркваши» составило 500 кВт. С учётом данного факта, необходимо провести проверку прочих основных технических решений на подстанции.

Выводы по разделу.

В результате проведения анализа исходной схемы электрических соединений и состояния оборудования на подстанции 35/6 кВ «Моркваши», было установлено следующее:

- схемы электрических соединений однострансформаторной подстанции на сторонах 35 кВ и 6 кВ подходит для применения только для питания потребителей III категории надёжности (в виду полного отсутствия резервирования). Однако показано, что основными потребителями подстанции являются пять присоединений потребителей АО «СКК», которые относятся ко II категории надёжности и применение данных схем для их питания недопустима. Таким образом, необходимо устранить данный существенный недостаток, применив современные схемные решения;
- в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции находятся устаревшие электрические аппараты, которые значительно уступают по надёжности и обеспечению бесперебойного электроснабжения потребителей современным инновационным аппаратам. Состояние многих находящихся в указанных РУ аппаратов оценено как неудовлетворительное. Таким образом, данная проблема также требует решения.

Для устранения указанных недостатков и проблем на объекте исследования, предложен следующий комплекс мероприятий:

- установка второго силового трансформатора 35/6 кВ в качестве второго источника питания для потребителей II категории, с вводом новой воздушной линии 35 кВ для питания устанавливаемого трансформатора;
- разделение сборных шин в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ на две секции с применением их раздельного режима работы и питанием от разных трансформаторов подстанции;
- обеспечение питания всех линий потребителей от двух секций сборных шин с равномерным разделением нагрузки;
- применение в РУ-35 кВ подстанции рекомендуемой схемы 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», которая обеспечивает необходимое и достаточное резервирование потребителей II категории со стороны питающей энергосистемы на напряжении 35 кВ;
- применение в РУ-6 кВ подстанции рекомендуемой схемы 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», обеспечивающую необходимое и достаточное резервирование потребителей II категории на стороне 6 кВ после понижения напряжения трансформаторами;
- модернизация оборудования РУ-35 кВ и РУ-6 кВ;
- проверка прочих основных технических решений на подстанции в связи со значительным увеличением её нагрузки (на 500 кВт) и существенных изменений в схеме электрических соединений.

Таким образом, при решении приведённых поставленных задач, в схеме электрических соединений подстанции 35/6 кВ «Моркваши» будут значительно повышены условия надёжности, секционирования и резервирования, а также экономичности.

Все предложения необходимо подтвердить расчётным путём в работе далее.

2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

Необходимость внесения значительных изменений в схему электрических соединений РУ ПС-35/6 кВ «Моркваши» и рост фактической нагрузки потребителей, питающихся от подстанции на напряжении 6 кВ, требует тщательной проверки всех технических решений, реализованных на подстанции. Увеличение нагрузок затрагивает не только РУ-6 кВ, но и приводит к изменению параметров нагрузочной способности силовых трансформаторов, питающих линий на напряжении 35 кВ, а также к пересмотру расчётов токов короткого замыкания и выбору необходимого оборудования.

Проведение данного расчёта продиктовано задачей обеспечения надёжного и безопасного электроснабжения, оптимизации энергозатрат и повышения устойчивости энергосистемы Самарской области в долгосрочной перспективе. Точный расчёт позволяет не только предотвратить возможные аварийные ситуации, но и значительно снизить эксплуатационные расходы, обеспечивая стабильное развитие региона в условиях возрастающих требований к качеству и надёжности электроснабжения. Ошибки в расчётах могут привести к перегрузкам, с которыми существующее оборудование не сможет справиться, что неизбежно вызовет частые аварийные отключения, ухудшение качества электроэнергии и рост эксплуатационных затрат.

Кроме того, расчёт нагрузок служит важным инструментом для повышения энергоэффективности подстанции. Следовательно, увеличение нагрузки и внесение изменений в схему электрических соединений на подстанции 35/6 кВ «Моркваши» требуют проведения комплексного расчёта электрических нагрузок. Указанный аспект позволит принять оптимальные технические решения, включая модернизацию устаревшего оборудования в распределительных устройствах и их ячейках.

Для выполнения такого расчёта применяется метод коэффициента спроса, согласно установленной методике [7], что обеспечивает

обоснованность и точность последующих решений по модернизации и адаптации подстанции к новым условиям эксплуатации.

«Максимальная расчётная активная нагрузка для каждого присоединения подстанции 35/6 кВ «Моркваши» с учётом соответствующего коэффициента спроса, кВт» [7]:

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

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

K_c – значение коэффициента спроса» [7].

«Максимальная расчётная полная нагрузка для каждого присоединения подстанции 35/6 кВ «Моркваши» с учётом соответствующих коэффициентов спроса и мощности, кВА» [7]:

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

где $\cos \varphi$ – «соответствующий коэффициент активной мощности, о.е.» [7].

«Соответственно, максимальная расчётная реактивная нагрузка» [7] для каждого присоединения подстанции 35/6 кВ «Моркваши» с учётом соответствующего коэффициента спроса, квар, вычисляется так [7]:

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

Максимальная групповые расчётные нагрузки секций сборных шин и всей подстанции 35/6 кВ «Моркваши» (соответственно, активная, реактивная и полная) определяются как полная сумма соответствующих нагрузок присоединений, питающихся от них:

$$P_{P.\Sigma} = \sum P_p. \quad (4)$$

$$Q_{P.\Sigma} = \sum Q_p. \quad (5)$$

$$S_{P.\Sigma} = \sqrt{P_{P.\Sigma}^2 + Q_{P.\Sigma}^2}. \quad (6)$$

«При этом значение расчётного тока на всех звеньях цепи подстанции вычисляется так» [7]:

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

где « U_n – номинальное напряжение ступени трансформации подстанции, на которой определяется расчётное значение тока, кВ» [7].

В связи с проведением реконструкции, проводится разделение сборных шин РУ-6 кВ на две секции с применением их отдельного режима работы и питанием от разных трансформаторов подстанции. Таким образом, значение фактической нагрузки каждого присоединения делится на две равные части и подключаются к разным системам сборных шин РУ-6 кВ.

С учётом этого, на примере первого присоединения напряжением 35 кВ (Ф-38-1 АО «СКК») подстанции 35/6 кВ «Моркваши» по приведённым условиям (1) – (7):

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

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

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

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

«Результаты расчёта электрических нагрузок на понизительной трансформаторной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области после реконструкции её схемы электрических соединений» [7], представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок на понизительной трансформаторной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области после реконструкции её схемы электрических соединений

Наименование присоединения	P_p , кВт	$\cos \varphi$	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
СШ-1 6 кВ					
Ф-38-1 АО «СКК»	550,0	0,85	340,9	647,1	62,3
Ф-35-1 АО «СКК»	350,0	0,85	217,0	411,8	39,6
Ф-33-1 АО «СКК»	450,0	0,85	278,9	529,4	50,9
Ф-32-1 АО «СКК»	550,0	0,85	340,9	647,1	62,3
Ф-31-1 АО «СКК»	350,0	0,85	217,0	411,8	39,6
Всего по СШ-1 6 кВ	2250,0	0,85	1394,7	2647,2	254,7
СШ-2 6 кВ					
Ф-38-2 АО «СКК»	550,0	0,85	340,9	647,1	62,3
Ф-35-2 АО «СКК»	350,0	0,85	217,0	411,8	39,6
Ф-33-2 АО «СКК»	450,0	0,85	278,9	529,4	50,9
Ф-32-2 АО «СКК»	550,0	0,85	340,9	647,1	62,3
Ф-31-2 АО «СКК»	350,0	0,85	217,0	411,8	39,6
Всего по СШ-1 6 кВ	2250,0	0,85	1394,7	2647,2	254,7
Всего по ТП-35/6 кВ «Моркваши»	4500,0	0,85	2789,4	5294,4	509,4

Результаты расчёта электрических нагрузок используются далее.

Выводы по разделу.

С учётом внесений кардинальных изменений в однолинейную схему подстанции, а также увеличившейся нагрузки потребителей, рассчитаны значения электрических нагрузок отдельных присоединений напряжением 6 кВ, а также секций сборных шин 6 кВ и всей понизительной трансформаторной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области.

Основываясь на полученных результатах расчёта установлено, что суммарная полная нагрузка первой и второй секций сборных шин напряжением 6 кВ составила по 2647,2 кВА, а расчётный ток – по 254,7 А.

Суммарная полная нагрузка всей реконструируемой подстанции равна 5294,4 кВА. Расчётный ток на вводе 6 кВ равен 509,4 А.

3 Выбор и проверка силовых трансформаторов подстанции

Установлено, что на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши», для понижения напряжения с номинального напряжения 35 кВ до напряжения 6 кВ, находился один силовой трансформатор марки ТМН-6300/35 классами напряжений 35/6 кВ. Также установлено, что его состояние удовлетворительное.

Для устранения указанных недостатков и проблем на объекте исследования, предложена установка второго силового трансформатора 35/6 кВ в качестве второго источника питания для потребителей II категории, с вводом новой воздушной линии 35 кВ для питания устанавливаемого трансформатора.

При этом предусмотрено разделение сборных шин в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ на две секции с применением их раздельного режима работы и питанием от разных трансформаторов подстанции.

Следовательно, обеспечение питания всех линий потребителей будет осуществляться от двух секций сборных шин с равномерным разделением нагрузки.

Известно, что проверка силовых трансформаторов на подстанции ПС-35/6 кВ «Моркваши» в Самарской области на соответствие новым нагрузкам после реконструкции представляет собой важный этап, направленный на обеспечение надёжности и устойчивости электроснабжения в результате реконструкции схемы электрических соединений РУ-35 кВ, а также на подтверждение эффективности выполненных мероприятий по модернизации оборудования.

Силовые трансформаторы играют центральную роль в процессе преобразования и распределения электроэнергии между различными уровнями напряжения, и их соответствие расчётным нагрузкам является ключевым фактором в поддержании надёжности всей энергосистемы.

Недостаточная или неверная оценка нагрузочной способности этих машин может привести к серьёзным последствиям, таким как преждевременный выход из строя оборудования, снижение общей надёжности сети и увеличение эксплуатационных затрат.

Проведение необходимых проверок позволяет выявить несоответствия между проектными характеристиками трансформаторов и реальными условиями их эксплуатации, что позволяет своевременно принять меры для предотвращения сбоев в работе подстанции.

При обнаружении несоответствий могут потребоваться такие меры, как замена трансформаторов на более мощные модели или перераспределение нагрузки, включая возможное отключение потребителей третьей категории надёжности.

Такие шаги направлены на предотвращение перегрузок и обеспечение долговременной стабильности функционирования подстанции и всей энергосистемы региона.

Проверка силовых трансформаторов на подстанции 35/6 кВ «Моркваши» требует комплексного подхода, который учитывает не только текущие эксплуатационные требования, но и возможные изменения в будущем потреблении энергии.

Такой подход обеспечивает готовность подстанции к будущим вызовам, связанным с ростом нагрузки, и помогает избежать проблем, возникающих из-за этих изменений.

Таким образом, проверка трансформаторов на соответствие новым нагрузкам после реконструкции схемы электрических соединений подтверждает надёжность и устойчивость электроснабжения, а также успешность проведённых реконструкционных мероприятий, гарантируя долгосрочную стабильность и эффективную работу подстанции.

Непосредственная проверка мощности понизительных трансформаторов для установки на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» проводится по максимальной нагрузке подстанции с учётом

увеличившейся фактической нагрузки потребителей, рассчитанной в работе ранее, а также рекомендуемого оптимального коэффициента загрузки [14]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{м.ПС}}{N \cdot K_3}, \quad (8)$$

где $S_{м.ПС}$ – максимальное значение полной нагрузки подстанции (принимается равной расчётной нагрузке подстанции на вводе 35 кВ, рассчитанной в работе ранее);

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов подстанции (для питания потребителей II категории надёжности, принимается $K_3 = 0,6-0,7$).

«Для условий данной реконструируемой подстанции с учётом суммарной полной нагрузки» [14], рассчитанной в работе ранее:

$$S_{ном.т} \geq \frac{5294,4}{2 \cdot 0,65} = 4072,6 \text{ кВА}.$$

Следовательно, нужно выбрать трансформатор ближайшей номинальной мощности, которая превышает расчётную мощность, равную 4072,6 кВА.

С учётом полученных результатов, принимается стандартная ближайшая мощность двух силовых трансформаторов для установки на подстанции, равная 6300 кВА (6,3 МВА) [19].

Данному условию полностью соответствует «силовой трансформатор марки ТМН-6300/35 с классами напряжений 35/6 кВ» [19], который находился на «ПС-35/6 кВ «Моркваши» до проведения реконструкции.

Его состояние было признано удовлетворительным, следовательно, его рекомендуется оставить в работе (с учётом технических и экономических аспектов).

Следовательно, для обеспечения питания потребителей на напряжении 6 кВ после проведения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, предлагается установить второй силовой трансформатор марки ТМН-6300/35.

Проверка по номинальной мощности нового трансформатора выполняется» [14]:

$$6300 \text{ кВА} \geq 4072,6 \text{ кВА}.$$

«Следовательно, оба силовые трансформатора марки ТМН-6300/35» [19] предварительно проходят проверку.

Установлено, что определение мощности трансформаторов тесно связано с вопросами безопасности, поскольку перегрузка оборудования может привести к серьёзным последствиям.

Трансформаторы, работающие в условиях чрезмерной нагрузки, сталкиваются с риском перегрева, что способно вызвать серьёзные повреждения и вывести их из строя.

Такая ситуация угрожает не только надёжности электроснабжения, но и безопасности обслуживающего персонала на подстанции.

Перегрев, вызванный превышением допустимых нагрузок, может стать причиной нештатных ситуаций, вплоть до пожаров и повреждения окружающей инфраструктуры.

Учитывая эти риски, определение мощности трансформаторов должно опираться на детальный анализ всех возможных сценариев нагрузки, что позволяет обеспечить стабильную и безопасную работу подстанции при различных условиях эксплуатации.

Важнейшим элементом такого анализа является оценка перегрузочной способности трансформаторов, в особенности с учётом эффективности их системы охлаждения.

В условиях повышенных нагрузок эффективность охлаждения играет критическую роль, позволяя предотвратить перегрев и избежать серьёзных повреждений оборудования.

Проверка системы охлаждения трансформаторов позволяет не только удостовериться в соответствии их расчётным нагрузкам, но и гарантировать безопасную и надёжную эксплуатацию в долгосрочной перспективе.

Такой подход обеспечивает защиту не только «оборудования подстанции, но и персонала, минимизируя риски аварий и поддерживая стабильность электроснабжения.

На подстанции 35/6 кВ «Моркваши» проводится проверка системы охлаждения трансформаторов на их способность выдерживать перегрузки как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы, что является ключевым фактором в обеспечении долгосрочной надёжности подстанции» [4]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{м.ПС}}{S_{ном.т}} \leq 0,7. \quad (9)$$

$$K_{з.н} = \frac{S_{м.ПС}}{S_{ном.т}} \leq 1,4. \quad (10)$$

«Проверки выполняются» [4]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 5294,4}{6300} = 0,42 \leq 0,7.$$

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

Таким образом, трансформаторы марки ТМН-6300/35 полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к их системе охлаждения по нагрузочной способности, что подтверждает их пригодность для установки на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области.

Выводы по разделу.

В результате проведения реконструкции подстанции было установлено, что стандартная ближайшая номинальная мощность двух силовых трансформаторов для установки на подстанции равна 6300 кВА (6,3 МВА).

Данному условию полностью соответствует силовой трансформатор марки ТМН-6300/35 с классами напряжений 35/6 кВ, который находился на ПС-35/6 кВ «Моркваши» до проведения реконструкции. Его состояние было признано удовлетворительным, следовательно, его рекомендуется оставить в работе (с учётом технических и экономических аспектов).

Следовательно, для обеспечения питания потребителей на напряжении 6 кВ после проведения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, предлагается установить второй силовой трансформатор марки ТМН-6300/35.

Основываясь на полученных результатах выбора и проверок установлено, что трансформаторы марки ТМН-6300/35 на подстанции 35/6 кВ «Моркваши», полностью соответствуют требованиям проверок системы охлаждения на нагрузочную и перегрузочную способности.

4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах подстанции

Определение токов короткого замыкания (далее – КЗ) представляет собой критический этап, обеспечивающий проверку термической и динамической устойчивости основного оборудования реконструируемой сети подстанции 35/6 кВ «Моркваши» в Самарской области.

В процессе расчёта особое внимание уделяется проводникам, включая кабельные линии, а также устройствам защиты и коммутации, которые играют ключевую роль в работе распределительных устройств на всех уровнях напряжения.

Кроме того известно, что одним из главных аспектов расчёта токов КЗ является настройка релейной защиты.

От точности этих настроек зависит способность устройств релейной защиты быстро и надёжно отключать повреждённые участки сети, предотвращая дальнейшее развитие аварийных ситуаций и минимизируя возможные повреждения оборудования.

Поэтому расчёт токов короткого замыкания имеет прямое влияние на безопасность и стабильность работы всей энергосистемы.

Процесс расчёта токов КЗ на подстанции включает несколько основных этапов.

Сначала осуществляется сбор и анализ исходных данных о реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» и источнике её питания на напряжении 35 кВ.

Следующим этапом становится расчёт параметров элементов эквивалентной схемы замещения, включая активные и реактивные сопротивления линий, трансформаторов и других компонентов. Указанные параметры необходимы для точного определения эквивалентного сопротивления в точке короткого замыкания, на основе которого рассчитываются токи КЗ.

Завершающий этап включает вычисление токов короткого замыкания для различных типов замыканий, таких как трёхфазные (максимальные) и двухфазные (минимальные). Дополнительно определяется ударный ток трёхфазного КЗ в начальный (нулевой) момент времени. Результаты данных расчётов позволяют оценить корректность выбора и настройки защитных устройств, а также определить устойчивость оборудования подстанции.

Таким образом, расчёт токов короткого замыкания является ключевым элементом процесса реконструкции подстанции 35/6 кВ «Моркваши». Он обеспечивает оптимальный выбор и настройку защитных устройств, проверку устойчивости оборудования и, в конечном счёте, повышение общей надёжности и безопасности энергосистемы.

Представленная на рисунке 3 схема расчёта токов КЗ даёт визуальное представление о конфигурации сети и способствует более точному выполнению расчётов, что играет важную роль в успешной реконструкции и модернизации подстанции.

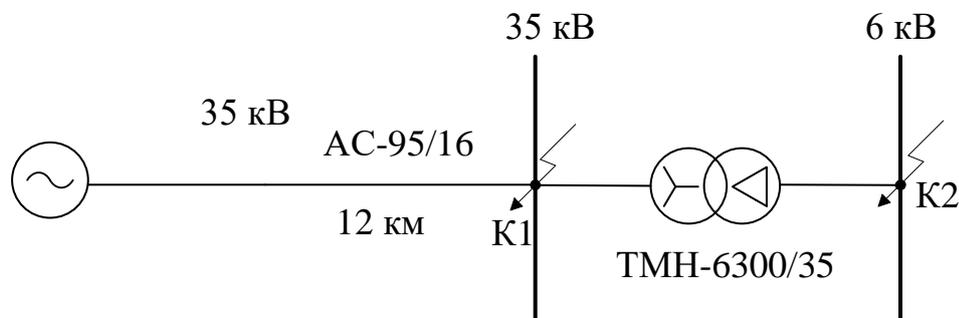


Рисунок 3 – Исходная расчётная схема для определения токов КЗ на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

На первом этапе необходимо собрать исходные данные о реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» и электрической сети Самарской области в целом.

Составляется эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши». Она представлена в работе на рисунке 4.

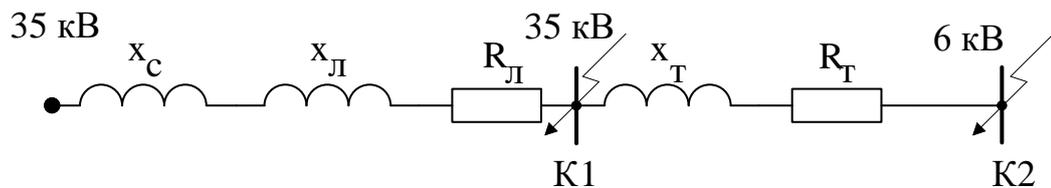


Рисунок 4 – Эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

«Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимаются в качестве базисного напряжения на выводах трансформаторов подстанции 35/6 кВ «Моркваши» в максимальном режиме устройства:

- $U_{6,1} = 38,5$ кВ (принимается в качестве базисного напряжения);
- $U_{6,2} = 6,3$ кВ.

Ток КЗ на шинах питающей энергосистемы составляет 1,5 кА в максимальном режиме» [13].

В работе необходимо провести расчёт токов КЗ на выводах силового трансформатора в сети 35 кВ (точка К1) и на выводах трансформатора в точке К2 (сеть напряжением 6 кВ).

Расчёт проводится в максимальном положения устройства РПН.

«Сопротивление энергосистемы» [13]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}^{(3)}}, \quad (11)$$

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

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

$$R_l = r_{уд} \cdot L, \quad (12)$$

$$X_l = x_{уд} \cdot L, \quad (13)$$

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 провода марки АС-95/16: $r_{уд} = 0,46$ Ом/км, $x_{уд} = 0,275$ Ом/км [11].

С учётом этого, для питающей ВЛ-35 кВ реконструируемой подстанции 35/6 кВ:

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

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

«Технические данные трансформатора ТМН-6300/35: $U_{вн}=38,5$ кВ; $U_{нн}=6,3$ кВ; $U_{к}=7,5$ %; ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$; $\Delta P_{к}=46,5$ кВт» [19].

Активное сопротивление трансформатора [13]:

$$R_m = \frac{\Delta P_{к} \cdot 10^{-3} \cdot U_{\delta}^2}{S_{ном.т.}^2}, \quad (14)$$

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

Индуктивное сопротивление трансформатора [13]:

$$X_m = \frac{U_{к,\%} \cdot U_{\delta}^2}{100 \cdot S_{ном.т.}^2}, \quad (15)$$

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

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

Суммарное сопротивление до расчётной точки К1» [13]:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_l, \text{ Ом}, \quad (16)$$

$$R_{\Sigma 1} = R_l, \text{ Ом}, \quad (17)$$

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

$$R_{\Sigma 1} = 5,52 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{R_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2}, \quad (18)$$

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

«Ток трехфазного короткого замыкания в расчётных точках» [13]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \text{ А}. \quad (19)$$

«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]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (20)$$

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

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

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

«Суммарное сопротивление до расчётной точки К2 (с учётом рассчитанных ранее сопротивлений до точки К1)» [13]:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_m, \text{ Ом}, \quad (21)$$

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

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

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

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{R_{\Sigma 2}^2 + X_{\Sigma 2}^2}, \quad (23)$$

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

«Определяется ток КЗ в точке К2» [13]:

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

«Ударный ток для расчётной точки К2» [13]:

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

Результаты расчета токов короткого замыкания сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания в основных расчётных точках КЗ

Параметр и единица его измерения	Значение параметра в расчётной точке	
	К1 (35 кВ)	К2 (6 кВ)
$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	1,26	5,06
$i_{\text{уд}}$, кА	2,85	10,00

Результаты расчёта значений токов короткого замыкания используются в работе далее.

Выводы по разделу.

В работе проведён расчёт максимального трёхфазного и ударного тока КЗ на выводах силового трансформатора в сети 35 кВ (точка К1) и на выводах трансформатора в точке К2 (сеть напряжением 6 кВ).

5 Выбор и проверка токоведущих частей и электрических аппаратов

5.1 Выбор и проверка проводников

Далее в работе проводится непосредственная проверка проводников, которые планируется установить на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши», находящейся в Самарской области, на соответствие фактической нагрузке (с учётом её увеличения) и изменённой схеме РУ-35 кВ данной подстанции.

До проведения реконструкции подстанции, на ней были использованы следующие типы проводников:

- одна одноцепная питающая воздушная линия 35 кВ, получает питание от энергосистемы на напряжении 35 кВ подстанции по радиальной схеме с использованием провода марки АС-95/16;
- шесть отходящих кабельных линий марки АСБ-10 различных номинальных сечений – для питания потребителей подстанции на номинальном напряжении 6 кВ.

Все перечисленные проводники необходимо проверить в работе на соответствие расчётным параметрам электрической сети.

«В результате проведения реконструкции схемы электрических соединений в работе необходимо выбрать и проверить:

- сечение второй питающей воздушной линии 35 кВ для питания нового силового трансформатора ТМН-6300/35 от энергосистемы (в результате проведения реконструкции» [15] было обосновано сооружение второй аналогичной питающей линии 35 кВ на тех же опорах);
- сечение новых кабельных линий 6 кВ, отходящих к потребителям при разделении их нагрузки на две линии, которые получают питание от двух различных секций сборных шин 6 кВ после реконструкции подстанции.

Известно, что «выбор рационального сечения проводников напряжением выше 1 кВ осуществляется по экономической плотности тока» [12]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (24)$$

где « j_3 – экономическая плотность тока, А/мм² (для неизолированных проводников воздушных линий марки АС принимается $j_3=1,1$ А/мм², для силовых кабелей марки АСБ-6 $j_3=1,4$ А/мм²)» [12].

После реконструкции схемы подстанции и ввода новой питающей линии, которая резервирует питания, принимается значение максимального рабочего тока питающей ВЛ-35 кВ большим в 1,4 раза нормального тока [15]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot I_p, \quad (25)$$

где « S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА» [15].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [15]:

$$I_{\text{дон}} \geq I_p, \quad (26)$$

где « $I_{\text{дон}}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А» [15].

«В максимальном режиме» [15]:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{p.\max} \cdot \quad (27)$$

«Проверка по механической прочности» [15]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (28)$$

«Проводится проверка сечения провода новой питающей воздушной линии ВЛ-35 кВ подстанции.

Расчётный ток нормального режима» [15] для данной линии принимается с учётом выбранного нового трансформатора ТМН-6300/35 для установки на подстанции в результате её реконструкции:

$$I_{p.n} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (29)$$

где $S_{ном.т}$ – «номинальная мощность силового трансформатора, кВА» [19];

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

Для «новой питающей воздушной линии ВЛ-35 кВ подстанции» [15]:

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

«Сечение новой питающей воздушной линии ВЛ-35 кВ подстанции» [15]:

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

Исходя из полученного результата, принимается провод марки АС-95/16 с допустимым током, равным 330 А. Сечение и марка данного проводника совпадает с сечением и маркой проводника, установленного на первой питающей линии до проведения реконструкции. Таким образом, устанавливается вторая питающая линия на данных опорах, и вся ВЛ-35 кВ будет двухцепной.

«Расчётный ток максимального режима на стороне 35 кВ» [15]:

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

«Проверка выбранного провода ВЛ-35 кВ по току, соответственно, нормального и максимального режима выполняется» [15]:

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

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

«Условия механической прочности для новой и существующей ВЛ-35 кВ также соблюдены» [15]:

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

«Таким образом, для применения на питающей ВЛ-35 кВ окончательно принимается две цепи с сечением провода марки АС-95/16 с допустимым током проводника, равным 330 А» [6]. Результаты выбора остальных проводников приведены в таблице 4. Для КЛ-6 кВ применяется источник [1].

Таблица 4 – Результаты выбора проводников на подстанции

Наименование присоединения	I_p , А	$I_{p.\max}$, А	Марка проводника	$I_{доп.}$, А
Питающие 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				
Ф-38-1 АО «СКК»	62,3	87,2	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-35-1 АО «СКК»	39,6	55,4	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-33-1 АО «СКК»	50,9	71,3	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-32-1 АО «СКК»	62,3	87,2	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-31-1 АО «СКК»	39,6	55,4	АСБ-6 (3×50)	149,0
СШ-2 6 кВ				
Ф-38-2 АО «СКК»	62,3	87,2	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-35-2 АО «СКК»	39,6	55,4	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-33-2 АО «СКК»	50,9	71,3	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-32-2 АО «СКК»	62,3	87,2	АСБ-6 (3×50)	149,0
Ф-31-2 АО «СКК»	39,6	55,4	АСБ-6 (3×50)	149,0

В результате проведения выбора и проверки сечения проводников на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши», обосновано применение следующих проводов и кабелей:

- для питающей двупежной воздушной линии 35 кВ, получающей питание от энергосистемы на напряжении 35 кВ, выбран и подтверждён новый провод второго ввода марки АС-95/16, а также проверен существующий провод первого ввода марки АС-95/16 (в результате проведения реконструкции было обосновано сооружение второй аналогичной питающей линии 35 кВ на тех же опорах);
- на всех отходящих кабельных линиях для питания потребителей подстанции на номинальном напряжении 6 кВ, были выбраны и подтверждены силовые кабели марки АСБ-10 (3×50).

5.2 Выбор и проверка электрических аппаратов

Ранее в работе было установлено, что в распределительных устройствах подстанции 35/6 кВ «Моркваши» находится следующее коммутационное и защитное оборудование:

- ОРУ-35 кВ: один выключатель высокого напряжения марки С – 35/630 (со встроенными трансформаторами тока ТВ 35-П), один разъединитель марки РНДЗ-1-35/600, ограничители перенапряжения марки ОПН-35/40,5/10/600;
- ЗРУ-6 кВ: шесть выключателей высокого напряжения марки ВМГ-10/630, восемь разъединителей марки РВ-10/400, один трансформатор напряжения марки НАМИ-6, шестнадцать трансформаторов тока марки ТВЛМ-10, один трансформатор собственных нужд марки ТМ-63/10, три ограничителя перенапряжения марки ОПН-П-6/6,0/10/0,6-III УХЛ2.

Таким образом установлено, что многое оборудование, находящееся в исходной схеме РУ-35 кВ и РУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «Моркваши» требует замены

на новые модификации. Следовательно, в работе, помимо реконструкции схемы электрических соединений РУ-35 кВ, также обоснована необходимость проведения модернизации оборудования в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции.

«Выбор новых современных модификаций электрических аппаратов для установки в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции 35/6 кВ» [16] «Моркваши» обусловлен необходимостью повышения надежности и безопасности энергосистемы. Современные электрические аппараты обладают улучшенными техническими характеристиками и повышенной надежностью, что снижает риск аварий и сбоев в работе, обеспечивая стабильное и бесперебойное электроснабжение потребителей [11].

Использование новых модификаций оборудования позволяет соответствовать современным стандартам и нормативам, так как технологии в электроэнергетике постоянно развиваются, а нормативные требования обновляются. Новые аппараты разработаны с учетом повышения энергоэффективности, что способствует снижению потерь электроэнергии и экономии ресурсов.

Современное оборудование поддерживает возможности дистанционного мониторинга и управления, интеграцию в системы автоматизации и «умные» сети, повышая оперативность и эффективность управления подстанцией. Благодаря повышенной надежности и долговечности современных аппаратов снижаются расходы на обслуживание, ремонт и замену оборудования, что способствует сокращению эксплуатационных затрат.

Кроме того, новые технологии позволяют уменьшить негативное воздействие на окружающую среду за счет использования экологически безопасных материалов и снижения уровней шума и вибрации. Установка современного оборудования обеспечивает гибкость и масштабируемость системы, позволяя легко адаптироваться к увеличению нагрузок и интеграции новых технологий в будущем.

Современные аппараты обеспечивают более стабильные параметры напряжения и частоты, что положительно сказывается на работе подключенных потребителей и продлевает срок службы их оборудования. Автоматизация и современные системы защиты уменьшают зависимость от человеческого фактора, снижая вероятность ошибок при эксплуатации и обслуживании.

В долгосрочной перспективе инвестиции в современное оборудование окупаются за счет снижения эксплуатационных затрат, уменьшения аварийности и избегания штрафов за несоответствие нормативам. Таким образом, выбор и установка новых современных модификаций электрических аппаратов в подстанции «Моркваши» являются стратегически важными для обеспечения надежного, эффективного и безопасного электроснабжения региона.

В работе выбор и проверка «электрических аппаратов проводится для всех РУ подстанции. При этом в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции подлежат замене устаревшие выключатели высокого напряжения (соответственно» [15] – С-35/630 и ВМГ-10/630). В ОРУ-35 кВ подстанции планируется установить новый разъединитель. Кроме того, в связи заменой типа ячеек РУ на ячейки типа КРУ внутренней установки, разъединители марки РВ-10/400 необходимо демонтировать.

Все остальные аппараты в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «Моркваши» не требуют замены, в работе их необходимо проверить на соответствие установленной нагрузке сети (с учётом её увеличения).

Результаты выбора и проверки всех аппаратов показаны в табличной форме.

При выборе принимаются максимальные значения токов на сторонах 35 кВ и 6 кВ подстанции.

Результаты выбора новых выключателей для применения на ПС-35/6 кВ, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
Выключатели вакуумные ВР35НТ-35-25/1600 [2]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 132,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{п.т} = 1,26 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,86 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 64 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 3,78 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Выключатели вакуумные ВРС-6-31,5/1000 [3]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 856,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{п.т} = 5,06 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,0 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,06^2 \cdot 3 = 76,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 \approx 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

Далее проводится выбор и проверка разъединителей, которые должны обеспечить видимый разрыв при размыкании цепи без нагрузки для безопасного проведения работ.

В ОРУ-35 кВ подстанции планируется установить новый современный разъединитель наружного типа.

При этом новые ячейки РУ-6 кВ оснащены втычными контактами, которые выполняют роль разъединителя, размыкая цепь при выводе ячеек в ремонтное положение.

В связи с этим, разъединители марки РВ-10/400 необходимо демонтировать.

Таким образом, в работе выбору подлежат только разъединители, установленные в РУ-35 кВ.

Результаты их проверки для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши» представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проверки разъединителей РУ-35 кВ для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
Разъединители РГ-35/1000УХЛ1[17]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 132,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,86 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 50 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 3,78 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Проводится выбор измерительных трансформаторов, к которым относятся трансформаторы напряжения (ТН) и трансформаторы тока (ТТ).

«Согласно исходной схеме электрических соединений, трансформаторы напряжения установлены только в РУ-6 кВ. С учётом этого, проводится их проверка.

Результаты проверки трансформаторов напряжения для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши» [15], представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проверки трансформаторов напряжения для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
Трансформаторы напряжения марки НАМИ-6 [10]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.1.}$	$I_{max} = 856,3 \text{ А.}$	$I_{ном.1} = 1000 \text{ А.}$
	$S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$	$S_{вт.цепей} = 40 \text{ ВА}$	$S_{об.ном} = 75 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,0 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,06^2 \cdot 3 = 76,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты проверки трансформаторов тока для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши», представлены в таблице 8

Таблица 8 – Результаты проверки трансформаторов тока для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Трансформаторы тока ТОЛ- 35 III - IV – 1 (встроенные в выключатели) [2]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.1.}$	$I_{max} = 132,7 \text{ А}$	$I_{ном.1} = 200 \text{ А}$
	$S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$	$S_{вт.цепей} = 20 \text{ ВА}$	$S_{об.ном} = 80 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,86 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 3,78 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$
Трансформаторы тока ТВЛМ-10 [10]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.1.}$	$I_{max} = 856,3 \text{ А.}$	$I_{ном.1} = 1000 \text{ А}$
	$S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$	$S_{вт.цепей} = 10 \text{ ВА}$	$S_{об.ном} = 50 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,0 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,06^2 \cdot 3 = 76,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Ограничители перенапряжения (далее – ОПН) на трансформаторной подстанции играют важную роль в защите оборудования от скачков напряжения, которые могут возникать из-за атмосферных разрядов или коммутационных операций.

ОПН предотвращают повреждения изоляции трансформаторов, выключателей и других элементов системы, которые могут возникнуть вследствие высоковольтных импульсов, вызванных молниевыми разрядами или переключательными процессами в сети.

Посредством ограничения амплитуды перенапряжений до безопасных уровней, эти устройства способствуют повышению надежности и долговечности работы подстанции, снижая риск аварий и обеспечивая стабильность электроснабжения.

Результаты проверки ограничителей перенапряжения для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши» представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты проверки ограничителей перенапряжения для применения на подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
РУ-35 кВ: ОПН-35/40,5/10/1000 [10]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 132,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{макс.проп.}$	$I_{н.т} = 1,26 \text{ кА}$	$I_{макс.проп.} = 40,5 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,86 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
РУ-6 кВ: ОПН-П-6/6,0/10/0,6-III УХЛ2 [10]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 856,3 \text{ А.}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{макс.проп.}$	$I_{н.т} = 5,06 \text{ кА.}$	$I_{макс.проп.} = 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$

Таким образом, приняты и расчётным путём подтверждены решения по выбору нового оборудования подстанции.

Всё новое оборудование показано в графической части настоящей работы.

Выводы по разделу.

В результате проведения выбора и проверки сечения проводников на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши», обосновано применение следующих проводов и кабелей:

- для питающей воздушной линии 35 кВ выбран и подтверждён новый провод второго ввода марки АС-95/16, а также проверен существующий провод первого ввода марки АС-95/16 (в результате проведения реконструкции было обосновано сооружение второй аналогичной питающей линии 35 кВ на тех же опорах);
- на всех отходящих кабельных линиях для питания потребителей подстанции на номинальном напряжении 6 кВ, были выбраны и подтверждены силовые кабели марки АСБ-10 (3×50).

В результате выбора и проверки электрических аппаратов, в связи с реконструкцией схемы и модернизацией оборудования подстанции 35/6 кВ «Моркваши», приняты следующие решения:

- заменены выключатели в РУ-35 кВ (марки С-35/630) и в РУ-6 кВ (марки ВМГ-10/630) подстанции, на новые современные марки (соответственно, выключатели вакуумные ВР35НТ-35-20/1600 и ВРС-6-31,5/1000);
- заменён устаревший разъединитель РНДЗ-1-35/600 (до реконструкции схемы) на современные разъединители марки РГ-35/1000УХЛ1(после реконструкции схемы);
- в связи заменой в РУ-6 кВ подстанции типа ячеек ЗРУ на ячейки типа КРУ внутренней установки, разъединители марки РВ-10/400 подлежат демонтажу, так как в новой модификации ячеек КРУ-6 кВ роль разъединителя выполняют втычные контакты;
- подтверждены остальные электрические аппараты для применения на подстанции (не требующие замены).

6 Выбор систем релейной защиты и учёта электроэнергии

6.1 Выбор устройств системы релейной защиты и автоматики

В рамках реализации основных задач по модернизации подстанции 35/6 кВ «Моркваши», планируется обновить вторичные цепи, включая замену устаревших устройств релейной защиты и автоматики на современные модификации.

Ранее на подстанции использовались индукционные и электромагнитные релейные элементы, которые со временем изнашивались и стали морально устаревшими. Таким образом, обновление систем РЗ на подстанции приведёт к повышению надёжности, селективности и безопасности её работы.

Выбор устройств системы релейной защиты и автоматики (РЗА) на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» является критически важным этапом модернизации энергетической инфраструктуры. Актуальность этого выбора обусловлена необходимостью обеспечения надёжной и бесперебойной работы подстанции, соответствия современным техническим стандартам и требованиям безопасности. Необходимость обновления РЗА связана с тем, что устаревшие системы могут не обеспечивать должный уровень защиты, что повышает риск аварийных ситуаций и может привести к серьёзным последствиям для энергосистемы.

Критерии выбора устройств РЗА включают надёжность и быстродействие оборудования, его совместимость с существующими системами, возможность интеграции в современные цифровые платформы управления и мониторинга.

Также важны показатели энергоэффективности, простота обслуживания и экономическая целесообразность инвестиций. При этом учитываются нормативные требования и стандарты, действующие в отрасли, а также перспективы развития энергосистемы в регионе.

Таким образом, грамотный выбор устройств РЗА не только повышает надежность и безопасность работы подстанции 35/6 кВ «Моркваши», но и способствует общей эффективности и устойчивости энергоснабжения, отвечая современным требованиям и будущим вызовам энергетической отрасли.

В результате проведения анализа отечественных и иностранных разработок систем РЗА, с целью качественной, надёжной и селективной защиты подстанции 35/6 кВ «Моркваши», обосновано применение «современных микропроцессорных блоков марки РЗА БМРЗ-150-Е (производство – ООО «НТЦ «Механотроника»).

Внешний вид микропроцессорного блока марки РЗА БМРЗ-150-Е производителя ООО «НТЦ «Механотроника» [9] представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид микропроцессорного блока марки РЗА серии БМРЗ-150-Е

Микропроцессорный блок релейной защиты и автоматики БМРЗ-150-Е, разработанный ООО «НТЦ «Механотроника», обладает значительными преимуществами для применения в современных электроэнергетических системах. Его основой является высокопроизводительная микропроцессорная технология, обеспечивающая точное и быстродействующее выполнение

функций релейной защиты и автоматики. Данный аспект повышает эффективность предотвращения аварийных ситуаций и минимизирует время реакции системы на возникновение неисправностей.

Устройство интегрирует широкий спектр функций защиты и автоматизации, что позволяет сократить количество необходимого оборудования и упростить его эксплуатацию. Гибкость настроек и возможность адаптации под специфические требования конкретной энергосистемы повышают универсальность и применимость блока в различных условиях. Поддержка современных цифровых протоколов связи облегчает интеграцию БМРЗ-150-Е в системы автоматизированного управления и мониторинга, способствуя созданию единой информационной среды.

Высокая надежность и долговечность устройства достигаются благодаря использованию качественных электронных компонентов и продуманной архитектуре системы. Данный аспект снижает эксплуатационные затраты и повышает общую эффективность работы энергосистемы. Кроме того, компактность и эргономичность конструкции облегчают монтаж и техническое обслуживание оборудования.

Таким образом, применение микропроцессорного блока БМРЗ-150-Е способствует повышению надежности и безопасности электроснабжения, соответствуя современным требованиям отрасли и способствуя развитию интеллектуальных энергетических сетей.

Таким образом, микропроцессорный блок РЗА БМРЗ-150 ООО «НТЦ «Механотроника» сочетает в себе передовые технологии, гибкость настройки и надёжность, что делает его важным элементом в обеспечении эффективной и безопасной работы оборудования и электрических сетей реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» и энергосистемы Самарской области в целом.

Следовательно, его выбор на объекте реконструкции полностью обоснован.

6.2 Выбор системы учёта и контроля электроэнергии

В рамках реализации основных задач по модернизации подстанции 35/6 кВ «Моркваши», планируется обновить 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 [20].

Структурная схема выбранного шкафа серии ШАИИС-МТ для реализации АИИС ТУЭ на подстанции 35/6 кВ «Моркваши», представлена на рисунке 6.

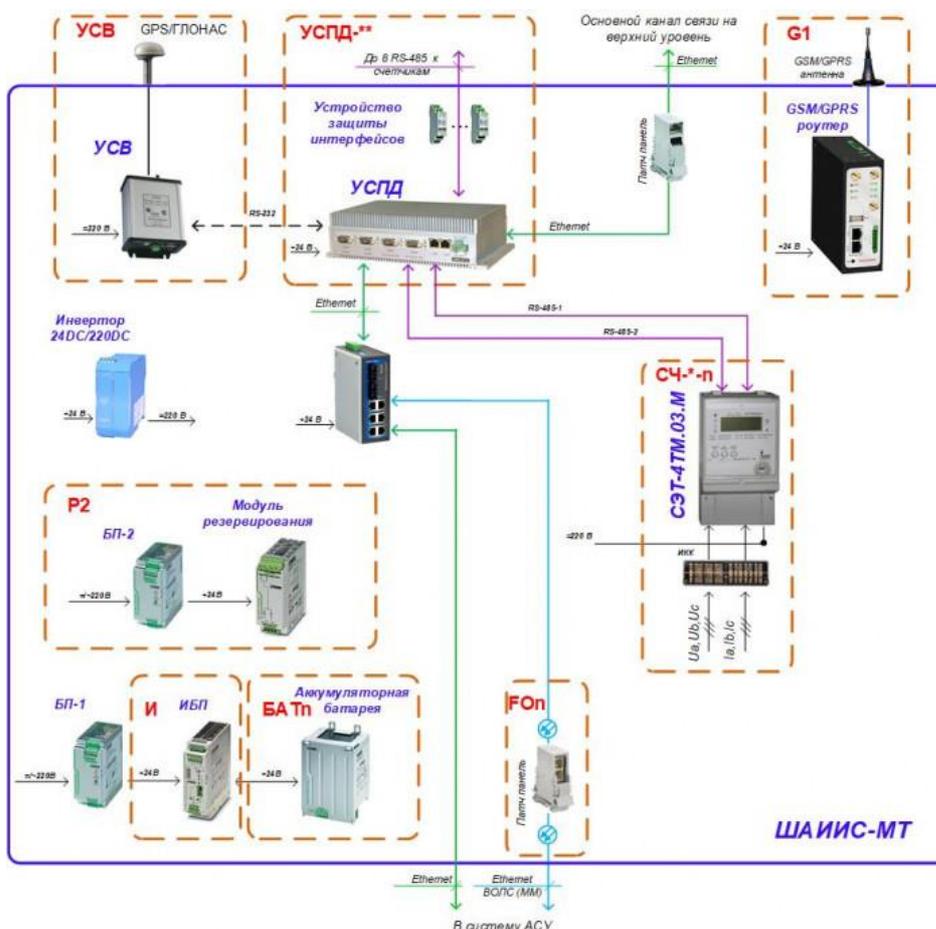


Рисунок 6 – Структурная схема выбранного шкафа серии ШАИИС-МТ для реализации АИИС ТУЭ на подстанции 35/6 кВ «Моркваши»

«Устройства и компоновка ШАИИС-МТ (рисунок 6):

- УСПД 325 – УСПД RTU-325-E2-512-M4-B8-G;
- УСПД 325L – УСПД RTU-325L-E2-512-M2-B2;
- УСПД 327L – УСПД RTU-327L-E2-B06-M02;
- УСПД Эком 3000 – УСПД Эком 3000Т-50-M3-B8-G-TE;
- УСПД Сикон С70 – УСПД Сикон С70 ВЛСТ 220.00.000-12;
- СЧ-А-1 – счетчик э/э Альфа А1802RAL-GB-DW-4 – 1-4 шт.;
- СЧ-С-1 – счетчик э/э СЭТ-4ТМ.03.М – 1-4 шт.;
- FO – оптический канал связи (ВОЛС);
- G1 – резервный канал передачи данных GSM/GPRS/3G;
- УСВ – устройство синхронизации времени;
- P2 – резервный блок питания;
- И – источник бесперебойного питания;
- БАТn – аккумуляторная батарея;
- n – количество функциональных групп» [20].

Автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ), основанная на использовании счетчиков Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М с применением шкафа серии ШАИИС-МТ, предоставляет существенные преимущества для эффективного управления энергоресурсами.

Главным достоинством такой системы является высокая точность и надежность сбора данных, обеспечиваемые современными измерительными приборами. Счетчики Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М отличаются расширенным функционалом и способностью измерять параметры электрической сети с высокой степенью детализации, что способствует более глубокому анализу потребления электроэнергии.

Использование шкафа серии ШАИИС-МТ позволяет интегрировать все компоненты системы в единый комплекс. Кроме того, модульная конструкция

шкафа способствует гибкости системы, позволяя легко масштабировать ее в зависимости от потребностей объекта.

Интеграция системы АИИС ТУЭ с использованием указанных компонентов способствует повышению оперативности и точности учета электроэнергии, что является критически важным для оптимизации энергопотребления и снижения эксплуатационных затрат. Автоматизация процессов сбора и передачи данных минимизирует влияние человеческого фактора и снижает вероятность ошибок при учете, что, в свою очередь, повышает эффективность управления энергетическими ресурсами предприятия.

Таким образом, внедрение автоматизированной системы учета на базе счетчиков Альфа А1802RAL-GB-DW и СЭТ-4ТМ.03.М с применением шкафа серии ШАИИС-МТ на реконструируемой подстанции 35/6 кВ представляет собой современное решение, отвечающее высоким требованиям к точности, надежности и эффективности в сфере энергетики.

Выводы по разделу.

В результате проведения реконструкции вторичных цепей на объекте, выбраны, обоснованы и рекомендованы к использованию на объекте современные микропроцессорные блоки РЗА БМРЗ-150-Е от ООО «НТЦ «Механотроника», которые сочетает в себе передовые технологии, гибкость настройки и надёжность, что делает их важными элементами в обеспечении эффективной и безопасной работы оборудования и электрических сетей реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» и энергосистемы Самарской области в целом.

Для замены устаревшей системы контроля и учёта электроэнергии на подстанции, выбрана 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.

Заключение

В работе разработаны мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области. Установлено, что данная реконструкция обусловлена несоответствием необходимого уровня резервирования для питания потребителей подстанции согласно требованиям надёжности, а также увеличением нагрузки отходящих соединений 6 кВ подстанции.

В результате проведения анализа исходной схемы электрических соединений и состояния оборудования на подстанции 35/6 кВ «Моркваши», было установлено следующее:

- схемы электрических соединений однострансформаторной подстанции на сторонах 35 кВ и 6 кВ подходит для применения только для питания потребителей III категории надёжности (в виду полного отсутствия резервирования). Однако показано, что основными потребителями подстанции являются пять присоединений потребителей АО «СКК», которые относятся ко II категории надёжности и применение данных схем для их питания недопустима. Таким образом, необходимо устранить данный существенный недостаток, применив современные схемные решения;
- в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции находятся устаревшие электрические аппараты, которые значительно уступают по надёжности и обеспечению бесперебойного электроснабжения потребителей современным инновационным аппаратам. Состояние многих находящихся в указанных РУ аппаратов оценено как неудовлетворительное. Таким образом, данная проблема также требует решения.

Для устранения указанных недостатков и проблем на объекте исследования, предложен следующий комплекс мероприятий:

- установка второго силового трансформатора 35/6 кВ в качестве второго источника питания для потребителей II категории, с вводом новой воздушной линии 35 кВ для питания устанавливаемого трансформатора;
- разделение сборных шин в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ на две секции с применением их раздельного режима работы и питанием от разных трансформаторов подстанции;
- обеспечение питания всех линий потребителей от двух секций сборных шин с равномерным разделением нагрузки;
- применение в РУ-35 кВ подстанции рекомендуемой схемы 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», которая обеспечивает необходимое и достаточное резервирование потребителей II категории со стороны питающей энергосистемы на напряжении 35 кВ;
- применение в РУ-6 кВ подстанции рекомендуемой схемы 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», обеспечивающую необходимое и достаточное резервирование потребителей II категории на стороне 6 кВ после понижения напряжения трансформаторами;
- модернизация оборудования РУ-35 кВ и РУ-6 кВ;
- проверка прочих основных технических решений на подстанции в связи со значительным увеличением её нагрузки (на 500 кВт) и существенных изменений в схеме электрических соединений.

Таким образом, при решении приведённых поставленных задач, в схеме электрических соединений подстанции 35/6 кВ «Моркваши» будут значительно повышены условия надёжности, секционирования и резервирования, а также экономичности.

С учётом внесений кардинальных изменений в однолинейную схему подстанции, а также увеличившейся нагрузки потребителей, рассчитаны значения электрических нагрузок отдельных присоединений напряжением 6

кВ, а также секций сборных шин 6 кВ и всей понизительной трансформаторной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» Самарской области.

Основываясь на полученных результатах расчёта установлено, что суммарная полная нагрузка первой и второй секций сборных шин напряжением 6 кВ составила по 2647,2 кВА, а расчётный ток – по 254,7 А.

Суммарная полная нагрузка всей реконструируемой подстанции равна 5294,4 кВА.

Расчётный ток на вводе 6 кВ равен 509,4 А.

В результате проведения реконструкции подстанции было установлено, что стандартная ближайшая номинальная мощность двух силовых трансформаторов для установки на подстанции равна 6300 кВА (6,3 МВА).

Данному условию полностью соответствует силовой трансформатор марки ТМН-6300/35 с классами напряжений 35/6 кВ, который находился на ПС-35/6 кВ «Моркваши» до проведения реконструкции.

Его состояние было признано удовлетворительным, следовательно, его рекомендуется оставить в работе (с учётом технических и экономических аспектов).

Следовательно, для обеспечения питания потребителей на напряжении 6 кВ после проведения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, предлагается установить второй силовой трансформатор марки ТМН-6300/35.

Основываясь на полученных результатах выбора и проверок установлено, что трансформаторы марки ТМН-6300/35 на подстанции 35/6 кВ «Моркваши», полностью соответствуют требованиям проверок системы охлаждения на нагрузочную и перегрузочную способности.

В результате проведения выбора и проверки сечения проводников на реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши», обосновано применение следующих проводов и кабелей:

- для питающей воздушной линии 35 кВ выбран и подтверждён новый провод второго ввода марки АС-95/16, а также проверен

существующий провод первого ввода марки АС-95/16 (в результате проведения реконструкции было обосновано сооружение второй аналогичной питающей линии 35 кВ на тех же опорах);

- на всех отходящих кабельных линиях для питания потребителей подстанции на номинальном напряжении 6 кВ, были выбраны и подтверждены силовые кабели марки АСБ-10 (3×50).

В результате выбора и проверки электрических аппаратов, в связи с реконструкцией схемы и модернизацией оборудования подстанции 35/6 кВ «Моркваши», приняты следующие решения:

- заменены выключатели в РУ-35 кВ (марки С-35/630) и в РУ-6 кВ (марки ВМГ-10/630) подстанции, на новые современные марки (соответственно, выключатели вакуумные ВР35НТ-35-20/1600 и ВРС-6-31,5/1000);
- заменён устаревший разъединитель РНДЗ-1-35/600 (до реконструкции схемы) на современные разъединители марки РГ-35/1000УХЛ1(после реконструкции схемы);
- в связи заменой в РУ-6 кВ подстанции типа ячеек ЗРУ на ячейки типа КРУ внутренней установки, разъединители марки РВ-10/400 подлежат демонтажу, так как в новой модификации ячеек КРУ-6 кВ роль разъединителя выполняют втычные контакты;
- подтверждены остальные электрические аппараты для применения на подстанции (не требующие замены).

В результате проведения реконструкции вторичных цепей на объекте, выбраны, обоснованы и рекомендованы к использованию на объекте современные микропроцессорные блоки РЗА БМРЗ-150-Е от ООО «НТЦ «Механотроника», которые сочетает в себе передовые технологии, гибкость настройки и надёжность, что делает их важными элементами в обеспечении эффективной и безопасной работы оборудования и электрических сетей реконструируемой подстанции 35/6 кВ «Моркваши» и энергосистемы Самарской области в целом.

Для замены устаревшей системы контроля и учёта электроэнергии на подстанции, выбрана 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.

Таким образом установлено, что разработанные мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Моркваши» значительно повышают показатели надёжности, экономичности, безопасности и бесперебойности электроснабжения, селективности и быстродействия защитных устройств, а также уменьшают погрешности измерений показаний электроэнергии на объекте.

В работе проведён расчёт максимального трёхфазного и ударного тока КЗ на выводах силового трансформатора в сети 35 кВ (точка К1) и на выводах трансформатора в точке К2 (сеть напряжением 6 кВ).

Список используемых источников

1. АСБ длительно допустимый ток [Электронный ресурс]: URL: <https://elmarkets.ru/blog/spravochnik/asb-dlitelno-dopustimyy-tok/> (дата обращения: 30.09.2024).
2. Выключатели вакуумные ВР35НТ-35 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-35-kv/vr35nt.htm> (дата обращения: 30.09.2024).
3. Выключатели вакуумные ВРС-6 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vrs-6.htm> (дата обращения: 30.09.2024).
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 30.09.2024).
5. 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: 30.09.2024).
6. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 30.09.2024).
7. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
8. Линия: Моркваши (554531022) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/way/554531022#map=19/53.425904/49.534874> (дата обращения: 30.09.2024).
9. Микропроцессорный блок РЗА БМРЗ-150-Е [Электронный ресурс]: URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/modernizirovannyij-bmrz-150/> (дата обращения: 30.09.2024).

10. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 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: 30.09.2024).
14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.
15. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.
16. Схема ЛЭП и электроснабжения России. Трансформаторная подстанция 35/6 кВ «Моркваши» [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#13.39/53.4196/49.53371> (дата обращения: 30.09.2024).
17. 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 (дата обращения: 30.09.2024).
18. Типовые схемы РУ 35-750 кВ [Электронный ресурс]: URL: https://powersystem.info/index.php/Типовые_схемы_РУ_35-750_кВ (дата обращения: 30.09.2024).
19. 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: 30.09.2024).

20. 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: 30.09.2024).