

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 110/35/6 кВ завода по
производству цемента

Обучающийся

Е.Л. Ельцова

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., П.А. Николаев

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

Аннотация

В работе исследованы, обоснованы и внедрены мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ цементного завода.

Проведен комплексный анализ исходной схемы, «выполнена оценка электрических нагрузок, произведены расчеты токов короткого замыкания, осуществлен выбор и проверка силовых трансформаторов, проводников и силового оборудования, а также систем собственных нужд и релейной защиты подстанции.

Таким образом, на основании полученных результатов, учитывая применение инновационных технических решений, выбрано и проверено современное электрооборудование, подтверждено его соответствие требуемым характеристикам» [14], а также введены в эксплуатацию новые ячейки потребителей, что позволило внести существенные изменения в исходную однолинейную схему подстанции.

Полученные результаты демонстрируют возможности оптимизации эксплуатационных затрат и создают предпосылки для дальнейшего развития как исследуемого объекта, так и электроэнергетической инфраструктуры предприятия.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции.....	7
1.1 Общая характеристика завода по производству цемента.....	7
1.2 Анализ однолинейной схемы и оборудования подстанции	10
2 Расчет электрических нагрузок	17
3 Проверка силовых трансформаторов подстанции на допустимую перегрузку	23
4 Расчёт токов короткого замыкания	27
5 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов.....	36
5.1 Выбор основных конструктивных решений в результате проведения реконструкции	36
5.2 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов на стороне 110 кВ	38
5.3 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов на стороне 35 кВ	43
5.4 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов на стороне 6 кВ	46
6 Расчет системы собственных нужд и релейной защиты подстанции.....	53
6.1 Расчет системы собственных нужд подстанции	53
6.2 Расчёт релейной защиты и автомата подстанции.....	57
Заключение	69
Список используемой литературы и источников	73

Введение

Сегодня в современных условиях производства строительных материалов наблюдается непрерывное увеличение потребления электроэнергии и повышение требований к надёжности электроснабжения технологических линий и прочих ответственных потребителей.

При этом подавляющая часть таких крупных производственных предприятий получает питание от собственных главных понизительных подстанций (ГПП) с различными классами напряжения, связывающими энергосистему и производственный цикл на предприятии.

Установлено, что многочисленные ГПП отечественных предприятий на сегодняшний день требуют реконструкции и модернизации. Также известно, что главная техническая задача реконструкции и модернизации производственного оборудования и схем электрических соединений питающих подстанций предприятий заключается в повышении надёжности, экономичности и безопасности инфраструктуры для стабильного электроснабжения всего производства, что позволяет избежать внезапных остановок технологического оборудования и значительно снизить убытки от незапланированных простоев.

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].

Поэтому реконструкция электрической части главных понизительных подстанций промышленных предприятий (в частности, заводов по производству цемента) призвана обеспечить соответствие новым нагрузкам и стандартам в области энергетической эффективности.

Таким образом, актуальность настоящей работы определяется тем, что цементная промышленность принадлежит к энергоёмким отраслям, поэтому «модернизация оборудования и реконструкция схемы её питающей подстанции 110/35/6 кВ способна значительно повысить общий КПД производства, показатели надёжности, безопасности и экономичности всей энергосистемы завода, а также существенно уменьшить расходы на обслуживание и ремонт электрооборудования» [18], перетоки реактивных мощностей и потери активной электроэнергии в электрической сети завода по производству цемента.

Практический эффект состоит в улучшении качества энергии и сокращении аварийных отключений, что положительно сказывается на экономических результатах, сроках изготовления конечной продукции и конкурентоспособности предприятия на рынке производства строительных материалов.

Технологическая безопасность цементного производства во многом опирается на правильную организацию распределительных систем, а это предполагает внедрение надёжных и рациональных систем релейной защиты и собственных нужд подстанции, без которых непрерывность технологического процесса оказалась бы под угрозой.

Указанные аспекты также формируют практическую ценность настоящей работы.

«Основная цель работы заключается в разработке технических и организационных мероприятий, способных обеспечить надлежащее качество и надёжность электроснабжения потребителей при минимальных рисках аварий» [14] и технологических сбоев, при проведении реконструкции электрической части подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента.

«Объектом исследования является главная понизительная подстанция 110/35/6 кВ завода по производству цемента.

Предметом исследования является комплекс технических решений, включающий способы и методы повышения надёжности,

энергоэффективности, безопасности, экономичности и технологической гибкости электрической части подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента, вследствие проведения её реконструкции» [14].

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.

В процессе работы также учитывается практический опыт аналогичных проектов в отрасли.

Основные задачи работы включают сбор и оценку исходных данных, «расчёт электрических нагрузок, проверку трансформаторов на допустимую перегрузку вследствие увеличения нагрузки потребителей и изменения схемы электрических соединений, определение величин короткого замыкания, выбор проводников и коммутационной аппаратуры, а также разработку надёжных и рациональных систем собственных нужд и релейной защиты для внедрения на главной понизительной подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента.

Таким образом, разделы работы охватывают весь спектр вопросов: от обоснования необходимости реконструкции подстанции, до детального выбора и обоснования рациональных технических решений» [14], что позволяет получить конечный результат реконструкции питающей подстанции 110/35/6 кВ системы электроснабжения данного цементного производства.

Приведённая структура работы позволяет сформировать комплексное решение по проведению реконструкции электрической части подстанции завода по производству цемента, отвечающее современным требованиям надёжности, безопасности и рентабельности, а также обеспечивает всесторонний учет актуальной нормативной базы и потенциальных рисков, связанных с функционированием подстанции.

1 Анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции

1.1 Общая характеристика завода по производству цемента

В работе рассматривается реконструкция питающей подстанции 110/35/6 кВ системы электроснабжения завода по производству цемента ООО «Староцементный завод» [10].

Данное промышленное предприятие расположено по адресу Свердловская область, Сухой Лог, Пушкинская улица, 5Б (рисунок 1).

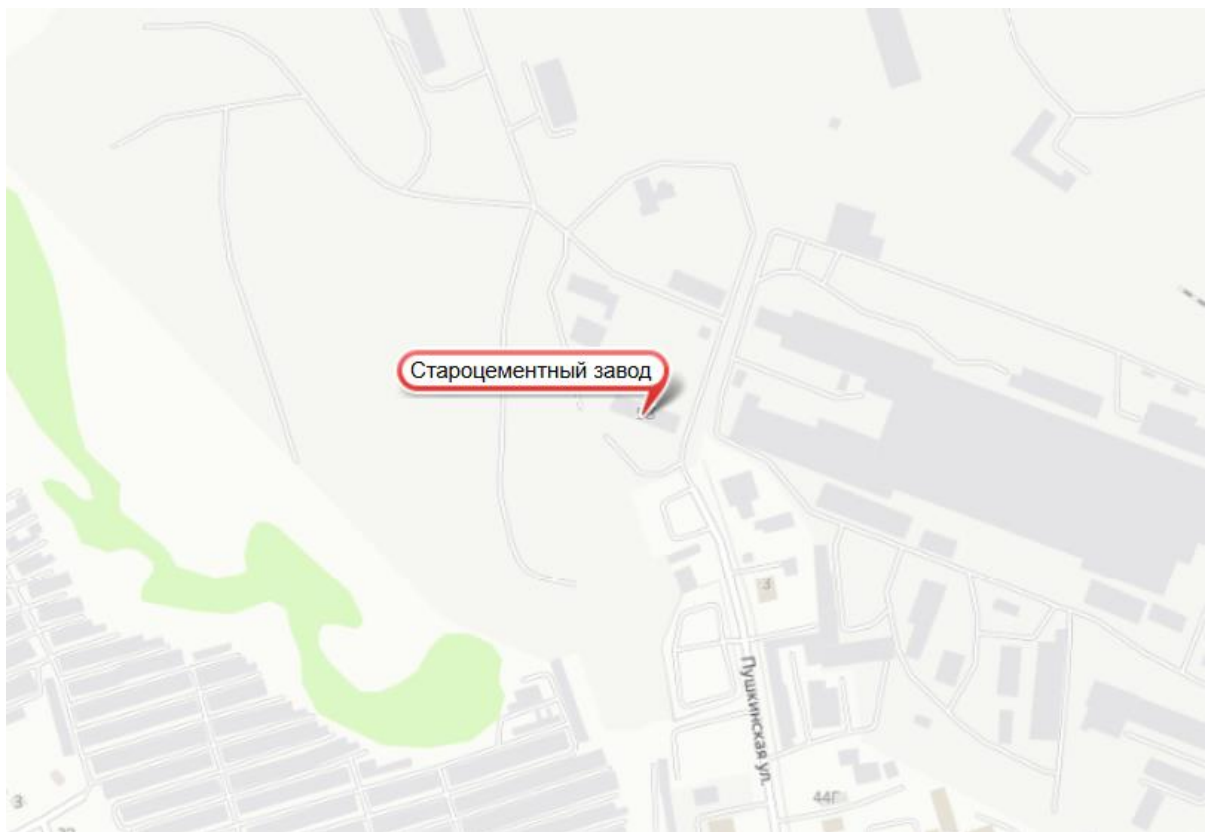


Рисунок 1 – Расположение завода по производству цемента ООО «Староцементный завод» на карте города Сухой Лог

ООО «Староцементный завод» представляет собой крупное промышленное предприятие, специализирующееся на производстве цемента, которое сочетает в себе традиционные технологии и современные инженерные разработки.

Завод занимается выпуском высококачественного цемента, предназначенного для различных областей строительства, и успешно удовлетворяет потребности как внутреннего, так и внешнего рынка.

Технологическая база предприятия характеризуется применением современных производственных линий, позволяющих достигать высокой производительности и энергоэффективности, что является результатом постоянных инвестиций в инновационные решения и модернизацию оборудования.

Качество выпускаемой продукции подтверждается соответствием отечественным и международным стандартам, а контроль за технологическими процессами осуществляется посредством автоматизированных систем мониторинга, обеспечивающих стабильное соблюдение технологических режимов.

Объекты технологического процесса производства цемента на ООО «Староцементный завод» представлен на рисунке 2.

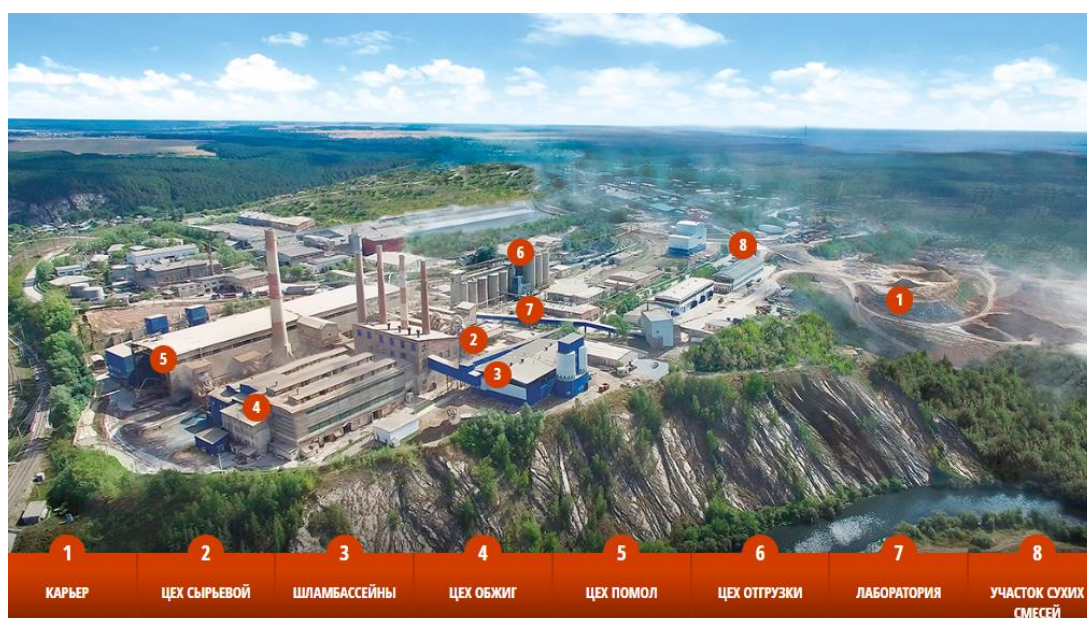


Рисунок 2 – Объекты технологического процесса производства цемента на ООО «Староцементный завод»

Организационная структура завода организована на принципах интегрированного управления, что позволяет обеспечивать слаженную работу

всех подразделений – от конструкторско-технологического отдела и производства до служб контроля качества и логистики.

Такая модель управления способствует оперативному принятию решений, быстрому внедрению новых технологий и совершенствованию технологических процессов, что в свою очередь отражается на экономической устойчивости предприятия.

Экономические показатели характеризуются стабильным ростом объема выпускаемой продукции, высокой рентабельностью и эффективным управлением ресурсами, что делает завод конкурентоспособным игроком на рынке строительных материалов. Завод демонстрирует способность адаптироваться к изменяющимся условиям рынка за счет постоянного совершенствования технологической базы и расширения ассортимента выпускаемой продукции.

Перспективы дальнейшего развития предприятия связаны с активной модернизацией производственных мощностей, внедрением энергоэффективных и экологически безопасных технологий, а также расширением экспортного потенциала. Усовершенствование технологических процессов, автоматизация производства и применение современных систем контроля качества позволяют не только повышать стандарты выпускаемой продукции, но и снижать затраты на производство, что является важным фактором в условиях жесткой конкуренции.

Стратегическая направленность завода на устойчивое развитие обуславливается также необходимостью совершенствования организационных структур и управленческих процессов, что способствует повышению общей эффективности работы предприятия.

Таким образом, ООО «Староцементный завод», интегрируя традиционные производственные практики с инновационными технологическими решениями, создает прочную основу для дальнейшего роста, устойчивого развития и расширения своей деятельности как на внутреннем, так и на международных рынках строительных материалов.

1.2 Анализ однолинейной схемы и оборудования подстанции

Рассматриваемая в работе подстанция 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» расположена на территории завода и функционирует как тупиковая понизительная подстанция, обеспечивая передачу и распределение электроэнергии потребителям данного предприятия на номинальных напряжениях 35 кВ и 6 кВ.

«Подстанция 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» получает питание по двухцепной воздушной линии электропередачи отпайкой от магистральной воздушной линии 110 кВ» [10].

Питающая сеть напряжением 110 кВ, к которой подключена подстанция, образует единый комплекс высоковольтных линий, связывающих региональные и межрегиональные центры нагрузок региона.

Указанная функциональная взаимосвязь диктует необходимость применения современного оборудования с высоким ресурсом, адаптированного к интенсивным режимам работы, колебаниям погодных условий и возможным перегрузкам.

В схеме рассматриваемой понизительной подстанции присутствуют следующие основные структурные элементы:

- два силовых трансформатора марки ТДТН-16000/110, преобразующие высшее напряжение 110 кВ до уровней 35 кВ и 6 кВ;
- распределительные устройства (РУ) высшего – 110 кВ, среднего – 35 кВ и низшего – 6 кВ напряжений.

Далее в работе проводится характеристика схем и оборудования подстанции.

Распределительное устройство высшего напряжения 110 кВ подстанции конструктивно выполнено открытым с применением схемы 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [3], состоящей из двух разъединителей марки РНДЗ-110/1000 У1.

В данной схеме находятся два отделителя марки ОД-110/800 У1, а также два короткозамыкателя КЗ-110У1.

Для защиты от атмосферных перенапряжений, в ОРУ 110 кВ подстанции применяются разрядники марки РВС-110 У1.

Всё приведённое выше силовое оборудование было установлено в 1972 году.

Состояние перечисленного оборудования – неудовлетворительное, в последнее время происходят частые технологические отказы и сбои.

Также установлено, что данное оборудование – устаревшее, поэтому требуется его замена на современное оборудование, лишённое указанных недостатков.

Применение такой конфигурации уменьшает объём коммутационного оборудования и упрощает обслуживание, поскольку выключатели блоков отвечают за оперативные операции, а перемычка изолирует проблемные участки при аварийных и плановых работах.

Такая схема даёт значительную экономическую выгоду из-за сокращения числа дорогостоящих аппаратов, а сам процесс эксплуатации упрощается, потому что при отключении блока сохраняется возможность подачи мощности на другие присоединения.

Однако, блоки «отделитель – короткозамыкатель» не обладают требуемой достаточной надёжностью, что создаёт проблему не только на вводах 110 кВ подстанции, но и во всей системе электроснабжения завода по производству цемента.

Согласно современным требованиям и нормам, которые предъявляются к схемам подстанций, в открытом распределительном устройстве (ОРУ) 110 кВ предлагается заменить блоки «отделитель – короткозамыкатель» на высоковольтные выключатели.

Распределительное устройство среднего напряжения 35 кВ подстанции конструктивно выполнено открытым с применением схемы 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [3].

Однако в данной схеме секционный выключатель в нормальном режиме включён, таким образом, в схеме ОРУ 35 кВ применяется параллельный режим работы секций сборных шин.

От второй секции сборных шин 35 кВ отходит воздушная линия для питания потребителей на напряжении 35 кВ.

В ОРУ 35 кВ установлены масляные выключатели марки С-35/630 У1, а также разъединители марки РНДЗ-35/1000.

Для защиты от атмосферных перенапряжений, в ОРУ 35 кВ подстанции применяются вентильные разрядники марки РВС-35 У1.

Данное оборудование было введено в эксплуатацию в 1976 году.

В ОРУ 35 кВ подстанции также находятся два трансформатора напряжения (ТН) марки НАМИ-35 УХЛ1.

Таким образом, установлено, что перечисленные масляные баковые выключатели, разъединители и разрядники, «установленные в схеме ОРУ 35 кВ, являются устаревшими аппаратами, требующих замены на современное оборудование.

Кроме того, на подстанции также рекомендуется заменить ТН на более современный тип.

Кроме того, в связи с увеличением нагрузки промышленных потребителей, получающих питание на напряжении 35 кВ от данной подстанции» [10], а также для обеспечения резервирования в энергосистеме, необходимо ввести в эксплуатацию вторую воздушную линию напряжением 35 кВ, которая будет питаться от первой секции сборных шин ОРУ 35 кВ подстанции.

Распределительное устройство низшего напряжения 6 кВ подстанции конструктивно выполнено комплектным (КРУ 6 кВ) с применением ячеек внутренней установки.

В КРУ 6 кВ подстанции применяется схема 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [3].

В данной схеме секционный выключатель в нормальном режиме отключён, таким образом, в схеме КРУ 6 кВ применяется рекомендованный раздельный режим работы секций сборных шин.

От двух секций сборных шин КРУ 6 кВ отходят кабельные линии для питания потребителей на напряжении 6 кВ.

В КРУ 6 кВ установлены масляные выключатели марки ВМП-10/1000 У1, разрядники РВС-10 У1, а также два трансформатора напряжения марки НТМИ-10 УХЛ1.

Разъединители ячеек КРУ 6 кВ заменены втычными контактами.

Все аппараты монтируются в устаревших ячейках серии КРУ КУ-10, находящиеся в неудовлетворительном состоянии и также требующих замены.

Всё перечисленное оборудование введено в эксплуатацию в 1989 году.

Таким образом установлено, что в КРУ 6 кВ требуется модернизация устаревших горшковых выключателей, разрядников, ТН и ячеек, в которых они установлены, так как они не обеспечивают требуемой надёжности, а также являются устаревшими моделями.

Для обеспечения питания собственных нужд подстанции, установлено два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМ-160/6.

Далее рассматриваются потребители подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области, к числу которых относятся производственные участки и цеха, получающие питание от шин 35 В и 6 кВ объекта реконструкции.

Установлено, что в связи с расширением производства, требуется значительное увеличением производственных мощностей, поэтому вводятся в эксплуатацию новая линия 35 кВ (для питания комплекса печных установок производства цемента), а также три новых объекта, получающих питание от собственных подстанций 6/0,4 кВ.

Распределительная сеть завода по производству цемента в работе не рассматривается и не проектируется, так как не является темой и объектом исследования данной работы.

Поэтому для дальнейших исследований приводятся проектные данные нагрузок производственных участков и цехов, получающих питание от реконструируемой подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области. Указанные данные занесены в таблицу 1.

Таблица 1 – Проектные данные нагрузок производственных участков и цехов ПС-110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод»

Наименование присоединения	Проектная нагрузка, P_p , кВт	Объект по исходным данным (новый/существующий)
Нагрузка 35 кВ		
Л1, участок 12	3500,0	Существующий
Л2, участок 13	3500,0	Новый
Всего нагрузки 35 кВ ($K_o = 0,9$)	6300,0	-
Нагрузка 6 кВ		
СП1-6 кВ		
Участок 1 линия 1	250,0	Существующий
Участок 2 линия 1	380,0	Существующий
Участок 3 линия 1	420,0	Существующий
Участок 4 линия 1	360,0	Существующий
Участок 5 линия 1	400,0	Существующий
Участок 6 линия 1	280,0	Существующий
Участок 7 линия 1	250,0	Существующий
Участок 8 линия 1	300,0	Существующий
Участок 9 линия 1	320,0	Новый
Участок 10 линия 1	350,0	Новый
Участок 11 линия 1	250,0	Новый
Всего нагрузки СП1-6 кВ ($K_o = 0,9$)	3204,0	-
СП2-6 кВ		
Участок 1 линия 2	250,0	Существующий
Участок 2 линия 2	380,0	Существующий
Участок 3 линия 2	420,0	Существующий
Участок 4 линия 2	360,0	Существующий
Участок 5 линия 2	400,0	Существующий
Участок 6 линия 2	280,0	Существующий
Участок 7 линия 2	250,0	Существующий
Участок 8 линия 2	300,0	Существующий
Участок 9 линия 2	320,0	Новый
Участок 10 линия 2	350,0	Новый
Участок 11 линия 2	250,0	Новый
Всего нагрузки СП2-6 кВ ($K_o = 0,9$)	3204,0	-
Всего нагрузки 6 кВ	6408,0	-
Всего нагрузки ПС (ввод 110 кВ)	12708,0	-

Далее проводится обоснование реконструкции подстанции ПС-110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод».

Выводы по разделу.

Установлено, что рассматриваемый в работе объект реконструкции является понизительной подстанцией ПС 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», которая является тупиковой подстанцией, находящейся на балансе данного предприятия, обеспечивая передачу и распределение электроэнергии потребителям на номинальных напряжениях 35 кВ и 6 кВ.

В результате проведения анализа исходной однолинейной схемы подстанции и детальной характеристики её оборудования, установлено следующее:

- в схеме рассматриваемой понизительной подстанции присутствуют следующие основные структурные элементы: два силовые трансформатора марки ТДТН-16000/110 (трехобмоточные), а также три распределительных устройства высшего (110 кВ), среднего (35 кВ) и низшего (6 кВ) напряжений;
- в РУ 110 кВ предлагается заменить ранее применяемую схему 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», состоящей из двух разъединителей, на современную схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», а также вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 110 кВ применить современный тип КРУЭ 110 кВ с соответствующими оборудованием;
- в РУ 35 кВ подстанции предлагается оставить ранее применённую схему 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», внедрив в неё следующие изменения: отключить секционный выключатель в нормальном режиме и установить на нём систему АВР, обеспечив, таким образом, отдельный режим работы секций сборных шин 35 кВ. Кроме того, от первой секции сборных шин 35 кВ планируется запитать новую воздушную линию для обеспечения электроснабжения потребителей на напряжении 35 кВ, а также вместо

устаревшего и громоздкого ОРУ 35 кВ применить КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией;

- в РУ 6 кВ подстанции предлагается оставить без изменения схему 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с отдельным питанием секций и АВР на секционном выключателе, однако также планируется дополнительно задействовать четыре ячейки «Резерв» для обеспечения электроснабжения новых потребителей на напряжении 6 кВ и заменить устаревшие и неэффективные масляные горшковые выключатели на современные выключатели с вакуумной изоляцией (с заменой устаревших ячеек, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, на современные модификации).
- масляные баковые выключатели, разъединители и разрядники, установленные в схеме ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ, а также горшковые выключатели и разрядники в КРУ 6 кВ, являются устаревшими аппаратами, требующих замены на современное оборудование, также рекомендована замена ТН в ОРУ 35 кВ и КРУ 6 кВ на более современные модификации, выбор и обоснование которых предлагается провести в работе;
- в связи с планируемым увеличением нагрузки потребителей подстанции на напряжении 35 кВ и 6 кВ, для чего предлагается ввести в эксплуатацию вторую воздушную линию напряжением 35 кВ (для питания потребителей на участке 13), которая будет питаться от первой секции сборных шин ОРУ 35 кВ подстанции, а также подключить новую нагрузку потребителей 6 кВ на незанятые ячейки «Резерв» (для питания потребителей участков 9-11).

Указанные мероприятия после детального обоснования в работе далее предлагается внедрить на объекте исследования.

2 Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок на подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» после проведения реконструкции представляет собой ключевой этап в обеспечении стабильности и надежности работы энергосистемы всего предприятия.

В условиях модернизации и повышения нагрузки вследствие ввода в эксплуатацию нового оборудования на предприятии, расчёт фактических нагрузок на питающей подстанции становится важнейшим фактором для выбора оптимальных технических решений, защиты оборудования и минимизации риска аварийных ситуаций.

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.

Актуальность данного этапа определяется необходимостью адаптации энергосистемы завода к увеличенному объему производственных процессов, связанному с расширением ассортимента выпускаемой продукции и повышением энергоемкости технологических линий.

Точные расчеты 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, что

является критически важным для стабильного функционирования производственных процессов предприятия в условиях современных требований и динамично меняющейся производственной среды.

При определении максимальной нагрузки подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», проводится расчёт для отдельных присоединений, далее рассчитывается нагрузка на сборных шинах соответствующего напряжения, затем определяется суммарная нагрузка подстанции.

«При расчёте нагрузки подстанции используется метод коэффициента спроса.

Максимальная расчётная активная нагрузка присоединений подстанции, кВт» [17]:

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

где P_n – «номинальная активная нагрузка, кВт;

K_c – значение коэффициента спроса» [17].

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

Максимальная расчётная полная нагрузка присоединений подстанции, кВА» [17]:

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

где P_p – «расчётная активная нагрузка, кВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности, о.е.» [18].

«Максимальная расчётная реактивная нагрузка присоединений подстанции, квар» [17]:

$$Q_P = \sqrt{S_P^2 - P_P^2}. \quad (3)$$

«Суммарная нагрузка на сборных шинах 6 кВ и 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области» [17]:

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

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

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

где K_o – коэффициент одновременности максимума нагрузок на сборных шинах подстанции соответствующего напряжения, о.е.; $P_{p.i}$, $Q_{p.i}$, $S_{p.i}$ – «соответственно, значение расчётной активной, реактивной и полной нагрузки на сборных шинах подстанции i – напряжения (6 кВ и 35 кВ)» [17].

Суммарная полная нагрузка всей понизительной подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» определяется как сумма нагрузок на шинах 6 кВ и 35 кВ:

$$P_{p.ПС} = P_{p.35} + P_{p.10}, \quad (7)$$

$$Q_{p.ПС} = Q_{p.35} + Q_{p.10}, \quad (8)$$

$$S_{p.ПС} = \sqrt{P_{p.ПС}^2 + Q_{p.ПС}^2}, \quad (9)$$

где $P_{p.35}$, $Q_{p.35}$ – соответственно, расчётная активная и реактивная нагрузка на сборных шинах подстанции напряжением 35 кВ; $P_{p.10}$, $Q_{p.10}$ – соответственно, расчётная активная и реактивная «нагрузка на сборных шинах подстанции напряжением 6 кВ» [17].

«При этом значение расчётного тока нагрузки» [18]:

$$I_{p.} = \frac{S_{p.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (10)$$

где « U_n – номинальное напряжение, кВ» [18].

Расчёт электрических нагрузок проводится на примере новой линии Л2 (участок 13) напряжением 35 кВ, присоединяющееся к первой секции сборных шин 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области, которая будет питать потребителей после проведения реконструкции.

Расчётная активная, реактивная и полная нагрузки, а также значение расчётного тока для данной линии Л2 (участок 13), получающей питание от 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области на напряжении 35 кВ, определяются, соответственно, по приведённым ранее формулам (1), (2), (3) и (10):

$$\begin{aligned} P_p &= 3500 \cdot 1 = 3500 \text{ кВт}, \\ S_p &= \frac{3500}{0,94} = 3723,4 \text{ кВА}, \\ Q_p &= \sqrt{3723,4^2 - 3500^2} = 1270,3 \text{ квар}, \\ I_{p.} &= \frac{3723,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 61,4 \text{ А}. \end{aligned}$$

Полученные результаты расчёта для линии Л2 (участок 13) занесены в таблицу 2.

Последующий расчет электрических нагрузок подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области производится аналогично, результаты заносятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок после проведения реконструкции подстанции

Наименование присоединения	$P_{p.,}$ кВт	$Q_{p.,}$ квар	$S_{p.,}$ кВА	$I_{p.,}$ А
Нагрузка 35 кВ				
Л1, участок 12	3500,0	1270,3	3723,4	61,4
Л2, участок 13	3500,0	1270,3	3723,4	61,4
Всего нагрузки 35 кВ ($K_o = 0,9$)	6300,0	2286,5	6702,1	110,6
Нагрузка 6 кВ				
СШ1-6 кВ				
Участок 1 линия 1	250,0	90,9	266,0	15,4
Участок 2 линия 1	380,0	137,8	404,2	23,4
Участок 3 линия 1	420,0	152,4	446,8	25,8
Участок 4 линия 1	360,0	130,7	383,0	22,1
Участок 5 линия 1	400,0	145,1	425,5	24,6
Участок 6 линия 1	280,0	101,7	297,9	17,2
Участок 7 линия 1	250,0	90,9	266,0	15,4
Участок 8 линия 1	300,0	108,7	319,1	18,4
Участок 9 линия 1	320,0	116,1	340,4	19,7
Участок 10 линия 1	350,0	126,9	372,3	21,5
Участок 11 линия 1	250,0	90,9	266,0	15,4
Всего нагрузки СШ1-6 кВ ($K_o = 0,9$)	3204,0	1162,9	3408,5	197,0
СШ2-6 кВ				
Участок 1 линия 2	250,0	90,9	266,0	15,4
Участок 2 линия 2	380,0	137,8	404,2	23,4
Участок 3 линия 2	420,0	152,4	446,8	25,8
Участок 4 линия 2	360,0	130,7	383,0	22,1
Участок 5 линия 2	400,0	145,1	425,5	24,6
Участок 6 линия 2	280,0	101,7	297,9	17,2
Участок 7 линия 2	250,0	90,9	266,0	15,4
Участок 8 линия 2	300,0	108,7	319,1	18,4
Участок 9 линия 2	320,0	116,1	340,4	19,7
Участок 10 линия 2	350,0	126,9	372,3	21,5
Участок 11 линия 2	250,0	90,9	266,0	15,4
Всего нагрузки СШ2-6 кВ ($K_o = 0,9$)	3204,0	1162,9	3408,5	197,0
Всего нагрузки 6 кВ	6408,0	2325,8	6817,0	394,0
Всего нагрузки ПС (ввод 110 кВ)	12708,0	4612,3	13519,1	71,0

В последней графе таблицы 2 ток нагрузки рассчитан для ввода 110 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области.

Полученные результаты используются для выбора и проверки технических решений на подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области в результате проведения её реконструкции.

Выводы по разделу.

Проведены расчёты максимальной нагрузки подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод»:

- для отдельных присоединений 6 кВ и 35 кВ;
- на сборных шинах соответствующего напряжения;
- суммарной нагрузки подстанции.

Рассчитан ток нагрузки для ввода 110 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области.

Результаты расчёта электрических нагрузок способствуют формированию обоснованных инженерных решений, обеспечивают высокий уровень надёжности, безопасности и энергоэффективности энергосистемы, что является критически важным для стабильного функционирования производственных процессов предприятия в условиях современных требований и динамично меняющейся производственной среды.

3 Проверка силовых трансформаторов подстанции на допустимую перегрузку

«Так как нагрузка подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области, в результате проведения её реконструкции, увеличилась» [16], в работе необходимо провести проверку ранее установленных двух силовых трансформаторов марки ТДТН-16000/110, на соответствие увеличившейся нагрузке потребителей подстанции в связи с её реконструкцией (на допустимую перегрузку).

Известно, что применение двух силовых трансформаторов на подстанции оправдано не только повышенными требованиями к надёжности, но и гибкостью эксплуатационных режимов.

Раздельная работа пары трансформаторов способствует распределению нагрузок и снижает вероятность перегрева обмоток, а также уменьшает удельные потери.

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 [13].

Таким образом, применение двух силовых трансформаторов марки ТДТН с высшим напряжением 110 кВ, средним напряжением 35 кВ и низшим напряжением 6 кВ на подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области, обосновано.

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на двухтрансформаторной подстанции» [16]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot 0,7}, \quad (11)$$

где « $S_{p.ПС}$ – расчётная суммарная нагрузка подстанции» [16].

Проверка силовых трансформаторов марки ТДТН-16000/110, на соответствие увеличившейся нагрузке потребителей подстанции в связи с её реконструкцией, по формуле (11) выполняется:

$$16000 \text{ кВА} \geq \frac{13519,1}{2 \cdot 0,7} \approx 9656,5 \text{ кВА}.$$

Проверка силовых трансформаторов подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области «на нагрузочную способность в нормальном режиме работы и перегрузочную способность в послеаварийном режиме основывается на анализе значений коэффициентов загрузки трансформаторов в данных режимах работы» [2].

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 [2]:

$$K_{3.H} = \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot S_{T.НОМ}} \leq 0,7. \quad (12)$$

Условие проверки по формуле (12) выполняется:

$$K_{3.H} = \frac{13519,1}{2 \cdot 16000} = 0,42 \leq 0,7.$$

«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» [16] при этом уровне нагрузки и величину запасённого тепла, не вызывающего недопустимых тепловых перегревов в материалах трансформатора.

Данная проверка проводится по следующему условию [2]:

$$K_{3.П} = \frac{S_{ПС}}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,4. \quad (13)$$

Условие проверки по формуле (13) выполняется:

$$K_{3.H} = \frac{13519,1}{16000} = 0,84 \leq 1,4.$$

В результате проведения расчётов установлено, что на подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области установленные до реконструкции силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110 не нуждаются в замене, так как 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.

Проведение своевременной комплексной оценки указанных факторов позволяет с высокой точностью определить остаточный ресурс трансформаторов, скорректировать графики технического обслуживания и на

ранних этапах выявить необходимость модернизации или замены оборудования.

Такой подход обеспечивает непрерывное и стабильное электроснабжение потребителей, особенно тех, которые относятся к первой и второй категориям надежности, гарантируя выполнение эксплуатационных требований и безопасность работы энергосистемы.

В результате полученные данные служат прочной основой для обоснования выбора трансформаторов, что подтверждает их адекватность современным требованиям и позволяет обеспечить долговременную устойчивость работы объекта.

Выводы по разделу.

В результате проведения расчётов установлено, что на подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области установленные до реконструкции силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110 не нуждаются в замене, так как 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.

4 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания на подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента является важнейшим этапом, позволяющей оценить термические и динамические электрические нагрузки, возникающие при аварийных режимах работы энергосистемы.

Известно, что применение современных методов расчета, таких как метод симметричных компонентов, позволяет смоделировать поведение системы при возникновении трёхфазного короткого замыкания и определить максимально возможные токовые значения, которые могут возникнуть в различных точках сети.

Итоговый анализ полученных результатов токов КЗ показывает соответствие выбранного оборудования требованиям по электродинамической и термической стойкости, а также «задаёт исходные данные для выбора уставок релейной защиты, что гарантирует надёжное отключение аварийных режимов на объекте исследования.

Процесс расчёта токов КЗ начинается» [16] с изучения фактической конфигурации сети и параметров её элементов: внешних источников питания, силовых трансформаторов, секций шин и линий, после чего формируется упрощённая модель, «дающая возможность аналитически определить максимальные уровни трёхфазного короткого замыкания.

Данная модель отображается в виде расчётной схемы.

Известно, что максимальные значения токов КЗ на подстанции будут на выводах силового трансформатора по сторонах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ» [16] в послеаварийном режиме работы, когда на подстанции остаётся в работе один силовой трансформатор и вся подстанция получает питание от энергосистемы по одной цепи питающей ВЛ-110 кВ.

Поэтому расчёт токов КЗ проводится именно в данных точках (точки К1, К2 и К3), которые отмечаются на расчётной схеме, представленной в работе на рисунке 3.

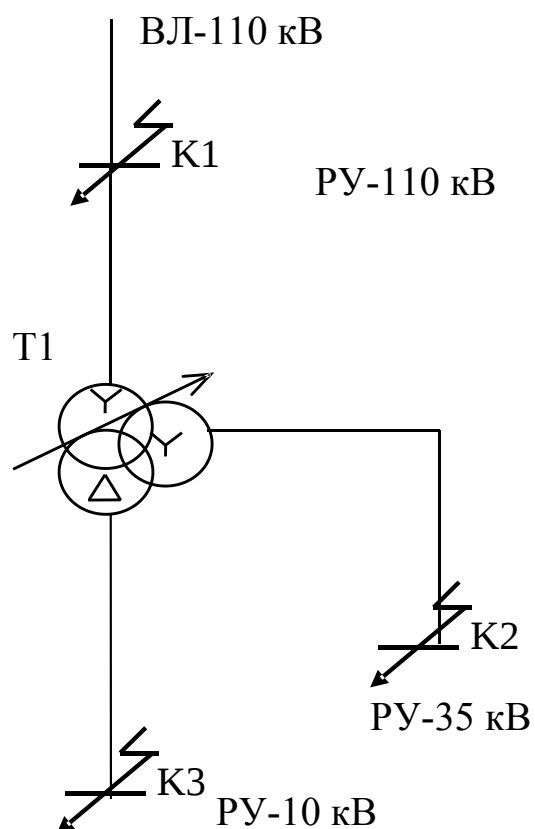


Рисунок 3 – Расчётная схема для определения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента в максимальном режиме

«Известно, что схема замещения, 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.

На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Силовые трансформаторы, имеющие три класса напряжения (110 кВ, 35 кВ и 6 кВ), на схеме замещения представлены в виде трехобмоточных трансформаторов с тремя сопротивлениями обмоток:

- высшего напряжения (110 кВ) – $X_{ТВ}$;
- среднего напряжения (35 кВ) – $X_{ТС}$;
- низшего напряжения (6 кВ) – $X_{ТН}$ » [16].

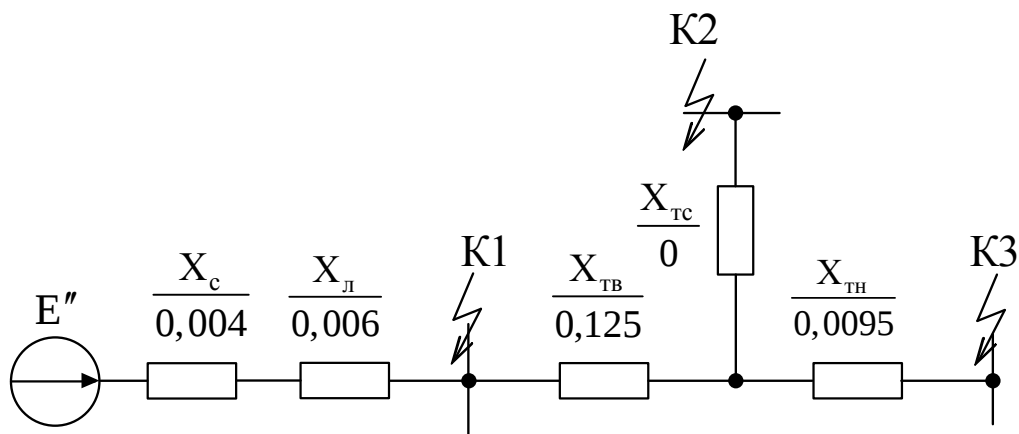


Рисунок 4 – Схема замещения для определения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента в максимальном режиме

«Расчётная схема и схема замещения используется в работе далее для расчёта токов короткого замыкания на выводах силового трансформатора подстанции завода по производству цемента в максимальном режиме.

Используя расчётную схемы и построенную по ней схему замещения, проводится непосредственный расчёт токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции завода» [16] по производству цемента 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 110/35/6 кВ завода по производству цемента в максимальном режиме» [16]:

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_{ном}, \quad (14)$$

где « $U_{ном}$ – номинальное напряжение ступени, кВ» [16].

Для ступеней напряжения 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ схемы замещения, значения базисного напряжения по формуле (14):

$$U_{\sigma 1} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 2} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ},$$

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

При расчёте в работе принимается единое базисное напряжение основной ступени ВН, равное 115 кВ. К данному напряжению приводятся все полученные значения сопротивлений схемы замещения.

Базисный ток при принятии базисной мощности, равной номинальной мощности силовых трансформаторов (16 МВА) [16]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}. \quad (15)$$

«Таким образом, соответственно, для ступеней напряжения 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ схемы замещения, значения базисного тока с учётом принятых ранее базисных условий» [16]:

$$I_{\delta 1} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 115,5} \approx 0,08 \text{ кА},$$

$$I_{\delta 2} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 36,75} \approx 0,25 \text{ кА},$$

$$I_{\delta 3} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \approx 0,88 \text{ кА}.$$

«Сопротивление энергосистемы» [16]:

$$x_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}}, \text{ о.е.}, \quad (16)$$

где S_{κ} - «мощность энергосистемы на шинах источника питания» [16].

«При приведении к базисной мощности подстанции» [16]:

$$x_{c,*} = \frac{16}{4000} = 0,004 \text{ o.e.}$$

«Сопротивление питающей линии 110 кВ» [16]:

$$x_{l,*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \text{ o.e.}, \quad (17)$$

где x_0 – «удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км» [16].

«Питающая ВЛ-110 кВ имеет длину 12 км, следовательно, её сопротивление в относительных единицах» [16]:

$$x_{l,*} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{16}{115,5^2} = 0,006 \text{ o.e.}$$

«Относительные сопротивления лучей схемы замещения трехобмоточного силового трансформатора подстанции» [16]:

$$x_{m\bar{o},*} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%)}{100}, \quad (18)$$

$$x_{m\bar{c},*} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%)}{100}, \quad (19)$$

$$x_{m\bar{n},*} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100}. \quad (20)$$

где $U_{к.вн}$, $U_{к.вс}$, $U_{к.сн}$ – соответственно, напряжение короткого замыкания обмоток В-Н, В-С и С-Н трансформатора, %.

Расчет сопротивлений силового трансформатора производится по соответствующим формулам (18,19,20):

$$x_{*m\theta} = \frac{16}{16} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5)}{100} = 0,125 \text{ o.e.},$$

$$x_{*mc} = \frac{16}{16} \cdot \frac{0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22)}{100} = 0 \text{ o.e.},$$

$$x_{*mn} = \frac{16}{16} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5)}{100} = 0,095 \text{ o.e.}$$

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

При этом периодическая составляющая 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 завода по производству цемента.

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в именованных единицах» [16]:

$$I_K^{(3)} = \frac{E}{x_{*рез}} \cdot I_\theta, \quad (21)$$

где E – «ЭДС системы, о.е.;

$x_{рез}$ – значение результирующих сопротивлений, о.е.» [16].

«Значение результирующего сопротивления к точке К1» [16]:

$$x_{*рез.К1} = x_{*c} + x_{*л}, \text{ o.e.}, \quad (22)$$

$$x_{рез.K1} = 0,004 + 0,0006 = 0,01 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке K1» [16]:

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{1}{0,01} \cdot 0,08 = 8,0 \text{ кА.}$$

«Аналогично определены результирующие сопротивления и начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в расчётных точках K2 (выводы трансформатора 35 кВ) и K3 (выводы трансформатора 6 кВ) в максимальном режиме работы с приведением к базисным условиям в именованных единицах» [16]:

$$x_{рез.K2} = x_c + x_l + x_{mv} + x_{mc}, \text{ о.е.,} \quad (23)$$

$$x_{рез.K2} = 0,004 + 0,006 + 0,125 + 0 = 0,135 \text{ о.е.,}$$

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{1}{0,135} \cdot 0,25 = 1,85 \text{ кА.}$$

$$x_{рез.K3} = x_c + x_l + x_{mv} + x_{mn}, \text{ о.е.,} \quad (24)$$

$$x_{рез.K3} = 0,004 + 0,006 + 0,125 + 0,095 = 0,23 \text{ о.е.,}$$

$$I_{K3\max}^{(3)} = \frac{1}{0,23} \cdot 0,88 = 3,83 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётных точках схемы» [16]:

$$i_{уд.K} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_K^{(3)}, \quad (25)$$

где « $\kappa_{уд}$ – ударный коэффициент трёхфазного тока K3» [16].

«Расчёт ударных токов трёхфазного КЗ, соответственно, в расчётных точках К1, К2 и К3 схемы замещения» [16]:

$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,0 = 20,36 \text{ кА},$$

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,85 = 4,19 \text{ кА},$$

$$i_{удК3} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,83 = 7,58 \text{ кА}.$$

«Далее необходимо провести расчёт двухфазного тока КЗ на выводах силового трансформатора в расчётных точках всех классов напряжения.

Результаты расчёта двухфазного тока короткого замыкания на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» используются при определении надёжности и чувствительности релейной защиты» [16], 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:

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

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,0 = 6,93 \text{ кА},$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,85 = 1,6 \text{ кА},$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,83 = 3,32 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта токов КЗ, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Параметр, единица измерения	Значение параметра в точке КЗ		
	Точка К1 (110 кВ)	Точка К2 (35 кВ)	Точка К3 (6 кВ)
$I_K^{(3)}, \text{кА}$	8,00	1,85	3,83
$I_K^{(2)}, \text{кА}$	6,93	1,60	3,32
$i_{\text{уд.К}}, \text{кА}$	20,36	4,19	7,58

«Полученные результаты расчёта токов КЗ применяются в работе далее при выборе и проверке оборудования, а также уставок релейной защиты» [16].

Выводы по разделу.

Получены значения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента.

Полученные в результате расчётов значения токов короткого замыкания и ударных токов применяются в качестве исходных данных для правильного выбора коммутационного и защитного оборудования, его проверки на термическую и электродинамическую стойкость, а также служат для определения уставок релейной защиты, обеспечивающей своевременное и надёжное отключение аварийных режимов.

5 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов

5.1 Выбор основных конструктивных решений в результате проведения реконструкции

«Проводится выбор основных конструктивных решений для внедрения на подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области в результате реконструкции её схемы и модернизации оборудования.

Ранее было установлено, что во всех РУ объекта исследования находятся устаревшее и изношенное оборудование, что приводит к значительному снижению показателей надёжности, экономичности и безопасности» [12], [14]. Таким образом, в работе предлагается применить следующие конструктивные решения на подстанции, которые обеспечат указанные требуемые показатели:

- вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 110 кВ применить современный тип РУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ 110 кВ);
- вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 35 кВ применить модульное комплектное распределительное устройство закрытого типа с вакуумной изоляцией (КРУ 35 кВ);
- вместо устаревших и неэффективных масляных горшковых выключателей в КРУ 6 кВ использовать современные выключатели с вакуумной изоляцией.

Таким образом, реконструкция схемы и модернизация оборудования на подстанции завода по производству цемента предполагает отказ от громоздкого оборудования с масляной и воздушной средой и внедрение современных инновационных элегазовых и вакуумных технологий.

Известно, что применение современной элегазовой изоляции на стороне 110 кВ обеспечивает улучшенную электрическую прочность, высокую операционную гибкость и повышенную безопасность обслуживающего персонала.

Модульные распределительные устройства закрытого типа на номинальное напряжение 35 кВ, выполненные на основе вакуумной изоляции, гарантируют удобство и простоту монтажа, компактность и сокращение площадей, снижение эксплуатационных затрат и сокращение рисков, связанных с окружающей средой, а также высокие показатели надёжности и безопасности.

В качестве коммутационных аппаратов на номинальном напряжении 6 кВ используются вакуумные выключатели, отличающиеся стабильной работой, отсутствием горючих жидкостей, минимальными потерями мощности и удобством технического обслуживания.

Таким образом, принятые конструктивные решения для внедрения на подстанции повышают параметры надёжности, экономичности, экологичности и безопасности, а также живучести сети и «упрощает последующие монтаж и эксплуатацию, а переход к элегазовой и вакуумной изоляции снижает уровень шумового воздействия, устраняет риски возгорания, снижает вес конструкций и повышает надёжность функционирования всего комплекса оборудования объекта реконструкции.

Выбор конкретных марок и производителей ячеек КРУЭ 110 кВ и КРУ 35 кВ, а также новых выключателей в КРУ 6 кВ для применения на подстанции в результате её реконструкции, осуществляется в работе» [16] далее.

В рамках реконструкции подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента, также проведена всесторонняя модернизация проводниковой инфраструктуры с целью повышения надёжности, энергоэффективности и безопасности энергоснабжения объекта.

В результате данного мероприятия, для применения на подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента, рекомендуются к применению следующие проводники, которые необходимо выбрать и проверить в работе:

- на стороне 110 кВ (питающая линия 110 кВ) – вместо устаревших проводов марки АС-120, предлагается применить современные

проводники воздушной линии марки АААС-Z (производства ООО «Ламифил»);

- на стороне 35 кВ (отходящие линии 35 кВ) – вместо устаревших воздушных линий с проводниками АС-70, предлагается применить современные кабельные линии марки АПВВ-35;
- на стороне 6 кВ (отходящие линии 6 кВ) – вместо устаревших кабельных линий марки АСБ-6, предлагается применить современные кабельные линии марки АПВВ-6.

Данные конструктивные решения принимаются за основу в работе.

5.2 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов на стороне 110 кВ

Ранее в работе, в результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 110 кВ подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента, выбрано современное КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит – ТМ Самара, внешний вид элегазовых моделей которого представлен на рисунке 5 [4].



Рисунок 5 – Элегазовые модули КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит – ТМ Самара

Выбор современного КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК «Электроцит – ТМ Самара» на стороне 110 кВ подстанции завода по производству цемента, обусловлен стремлением повысить надёжность и оптимизировать габариты оборудования с учётом растущих требований к защищённости и долговечности.

В таком устройстве применяется современное модульное элегазовое оборудование, которое находится в герметичной среде под высоким давлением.

Известно, что применение элегазового оборудования даёт новое качество эксплуатации по сравнению с решениями предыдущих поколений.

Высокая диэлектрическая прочность элегаза способствует значительному уменьшению размеров коммутационных блоков и существенно снижает риск повреждений в аварийных режимах, одновременно увеличивая ресурс аппаратуры за счёт стабильных параметров внутри герметичных секций.

Кроме того, модульная конструкция КРУЭ-СЭЩ-110 кВ упрощает монтаж, сокращает площадь размещения и повышает безопасность обслуживания, учитывая отсутствие потребности в обширном открытом пространстве для изоляционных промежутков.

Также известно, что переход на элегазовую среду снижает вероятность технологических сбоев, а также сокращает затраты на обслуживание, гарантируя бесперебойное электроснабжение важных потребителей подстанции.

Таким образом, применение КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК «Электроцит – ТМ Самара» на стороне 110 кВ подстанции завода по производству цемента, полностью обоснована.

Далее проводится компоновка модулями электрических аппаратов выбранного типа КРУЭ.

При выборе рационального оборудования, проводится сравнение паспортных данных оборудования с расчётными данными цепи, в которую они устанавливаются.

Результаты выбора и проверки элегазовых модулей электрических аппаратов ячеек КРУЭ-СЭЩ-110 кВ для установки на стороне 110 кВ подстанции завода по производству цемента сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты выбора и проверки элегазовых модулей ячеек КРУЭ-СЭЩ-110 кВ

Наименование оборудования	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные оборудования
Элегазовые модули выключателей КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 8 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Элегазовые модули разъединителей КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Элегазовые модули трансформаторов тока КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-110/800/146-10-III-УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 146 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Все выбранные элегазовые модули электрических аппаратов ячеек КРУЭ-СЭЩ-110 кВ и ОПН на вводе и выводе РУ 110 кВ, предназначенные для установки на стороне 110 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», показаны в графической части работы.

Они удовлетворяют требованиям выбора и проверки для установки на объекте исследования в результате проведения реконструкции.

На питающей линии высокого напряжения 110 кВ устаревшие провода типа АС-120 заменены современными проводниками воздушной линии марки АААС-Z, производимыми ООО «Ламифил» (Российская Федерация) [15].

Известно, что такие современные проводники обладают улучшенными механическими и электрическими характеристиками, что обеспечивает их устойчивость к «воздействию атмосферных условий, способствует уменьшению эксплуатационных потерь, что особенно важно для обеспечения стабильной работы сети.

Приводится методика выбора проводников напряжением выше 1 кВ.

Выбор сечения проводников выше 1 кВ осуществляется по экономической плотности тока» [5]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (27)$$

где « $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм² (для проводников воздушных линий принимается $j_{\text{э}}=1,1$ А/мм², для проводников кабельных линий – $j_{\text{э}}=1,6$ А/мм²)» [14].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [5]:

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

где « $I_{\text{доп}}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А» [14].

«Проверка выбранного сечения провода в максимальном режиме» [5]:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}. \quad (29)$$

«Проверка выбранного сечения провода по механической прочности» [5]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, мм^2. \quad (30)$$

«По приведённым условиям, проводится выбор сечения провода питающей воздушной линии 110 кВ подстанции 110/35/6 кВ» [16] ООО «Староцементный завод»:

$$F_3 = \frac{50,7}{1,1} \approx 46,1 мм^2.$$

Для применения на объекте, на стороне 110 кВ, «выбирается провод марки АААС-Z177-1Z сечением 177 мм²» [15].

«Проверки выбранного проводника питающей воздушной линии 110 кВ, по току нормального и максимального режима, а также по механической прочности, выполняются» [16] (условия (28) – (30)):

$$572 A \geq 50,7 A,$$

$$572 A \geq 71,0 A,$$

$$177 мм^2 \geq 120 мм^2.$$

Таким образом, в качестве проводника питающей воздушной линии 110 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», окончательно принимается провод марки АААС-Z177-1Z сечением 177 мм² и допустимым током 572 А [15].

5.3 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов на стороне 35 кВ

Ранее в работе, в результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 35 кВ подстанции завода по производству цемента, выбрано современное модульное распределительное устройство с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–65, производства ГК Электрощит – ТМ Самара, внешний вид и разрез ячейки которого представлен на рисунке 6 [6].

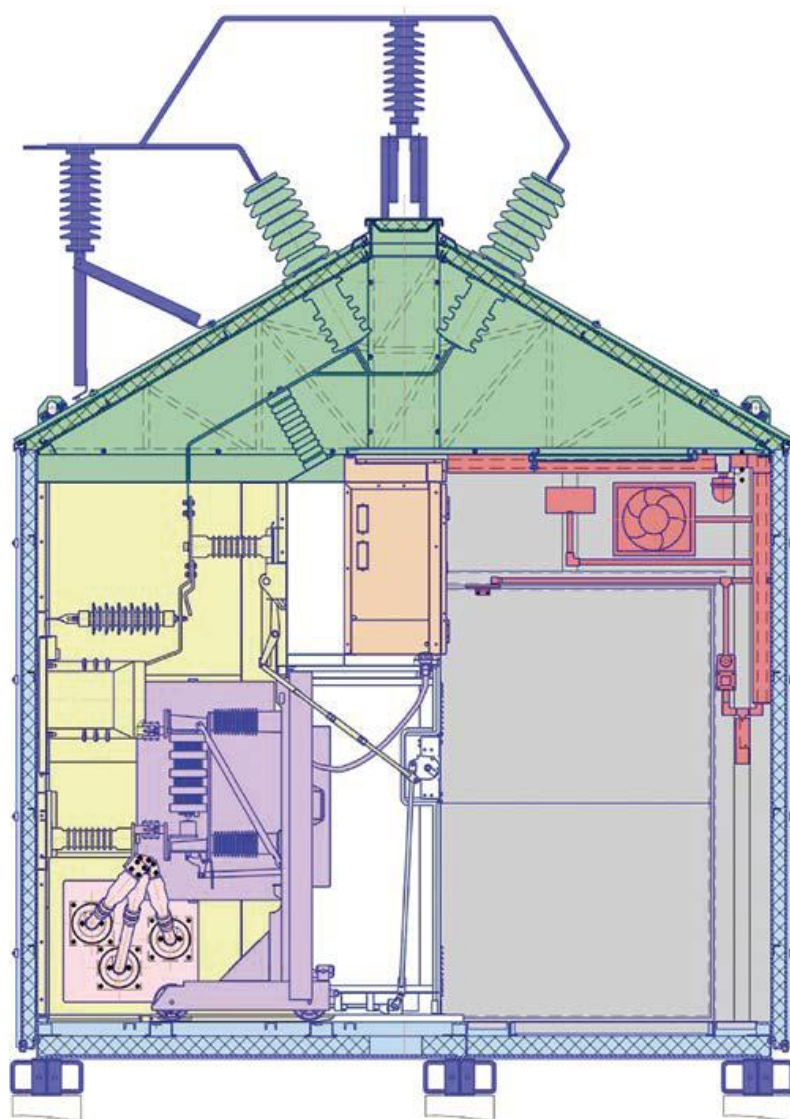


Рисунок 6 – Разрез ячейки модульного распределительного устройства с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–65, производства ГК Электрощит – ТМ Самара

Выбор современного модульного распределительного устройства с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–65 производства ГК «Электрощит – ТМ Самара» для стороны 35 кВ подстанции завода по производству цемента ориентирован на достижение высокой надёжности и уменьшение эксплуатационных затрат.

Вакуумная дугогасительная среда обеспечивает длительный ресурс работы выключателей, простоту обслуживания и устранение риска воспламенения, тогда как компактность конструкции снижает занимаемые площади и ускоряет монтаж.

Модульный принцип построения облегчает профилактику и модернизацию без прекращения питания критически важных потребителей, позволяя адаптировать систему под увеличивающиеся нагрузки.

Применение герметичных изоляционных узлов минимизирует воздействие климатических факторов, что расширяет сроки безопасной эксплуатации и повышает общий уровень устойчивости данного типа современного МРУ.

Таким образом, применение указанного типа МРУ на стороне 35 кВ подстанции завода по производству цемента, полностью обоснована.

Далее проводится компоновка электрическими аппаратами выбранного типа КРУ 35 кВ.

При «выборе рационального оборудования, проводится сравнение паспортных данных оборудования с расчётными данными цепи, в которую они устанавливаются.

Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения в ячейках КРУ 35 кВ» [8] с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–65, для установки на стороне 35 кВ подстанции завода по производству цемента сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов ячеек КРУ–СЭЩ–65

Наименование оборудования	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные оборудования
Выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 1,85 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 44 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Все выбранные электрические аппараты для установки в ячейках КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–65 на стороне 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», показаны в графической части работы.

«Они удовлетворяют требованиям выбора и проверки для установки на объекте исследования в результате проведения реконструкции.

Для применения на отходящих линиях 35 кВ, воздушные линии с проводниками АС-70 были заменены на современные кабельные линии марки АПвВ-35.

Выбор данных кабельных линий осуществляется по методике и расчётным формулам, приведённым в работе ранее (при выборе сечения питающей линии 110 кВ) по условиям (27) – (30).

Результаты выбора проводников для применения на отходящих линиях 35 кВ в результате реконструкции подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области» [16] представлены в работе в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты выбора проводников для применения на отходящих кабельных линиях 35 кВ

Наименование линии	I_p , А	$I_{p.max}$, А	Марка проводника	$I_{доп.}$, А
Л1, участок 12	61,4	85,5	ЗАПвВ 1×70-35	225
Л2, участок 13	61,4	85,5	ЗАПвВ 1×70-35	225

Таким образом, в качестве проводника питающих кабельных линиях 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», окончательно принимаются кабели марки ЗАПвВ 1×70-35 сечением 70 мм² и допустимым током 225 А.

5.4 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов на стороне 6 кВ

Ранее в работе, в результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 6 кВ подстанции завода по производству цемента, выбрано современное комплектное распределительное устройство с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–80-10Н кВ, производства ГК Электрощит – ТМ Самара, внешний вид которого представлен в работе на рисунке 7 [7].



Рисунок 7 – Ячейка комплектного распределительного устройства с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–80-10Н кВ, производства ГК Электроцит – ТМ Самара

Применение комплектного распределительного устройства КРУ–СЭЩ–80–10 с вакуумной изоляцией марки ГК «Электрощит – ТМ Самара» для напряжения 6 кВ подстанции завода по производству цемента, оправдано повышенными требованиями к надёжности, уменьшением эксплуатационных рисков и эксплуатационных затрат.

Вакуумная технология гашения дуги исключает необходимость в горючих жидкостях, облегчает обслуживание и продляет срок службы коммутационных аппаратов.

Герметичная конструкция предотвращает негативное влияние влаги и пыли, повышая устойчивость распределительного устройства к агрессивным внешним факторам.

Продолжительный ресурс безаварийной работы сохраняет запас для будущих модернизаций и допускает адаптацию оборудования под возросшие нагрузки.

Известно, что работа оборудования в вакуумной изоляции уменьшает потери, понижает шумовые характеристики и гарантирует высокий уровень безопасности для персонала.

Плавность коммутаций и отсутствие взрывоопасных компонентов повышают надёжность эксплуатации, что особенно важно для объекта исследования.

Таким образом, применение данного типа ячеек для модернизации КРУ 6 кВ подстанции, обосновано.

Далее проводится компоновка электрическими аппаратами выбранного типа КРУ 6 кВ. При «выборе рационального оборудования, проводится сравнение паспортных данных оборудования с расчётными данными цепи, в которую они устанавливаются.

Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения в ячейках КРУ 6 кВ» [9] с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–80-10Н, для установки на стороне 6 кВ подстанции завода по производству цемента, сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения в ячейках КРУ–СЭЩ–80-10Н

Наименование оборудования	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные оборудования
Выключатели ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 3,83 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-10	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12,7/10/1,1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 12,7 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Все выбранные электрические аппараты, выбранные для установки в ячейках КРУ 6 кВ марки КРУ–СЭЩ–80-10Н на стороне 6 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», показаны в графической части работы. Они удовлетворяют требованиям выбора и «проверки для установки на объекте исследования в результате проведения реконструкции» [8].

Для применения на отходящих линиях 6 кВ, устаревшие и изношенные кабельные линии марки АСБ-6 были заменены на современные кабельные линии марки АПвВ-6.

Выбор данных кабельных линий осуществляется по методике и расчётным формулам, приведённым в работе ранее (при выборе сечения питающей линии 110 кВ) по условиям (27) – (30). «Результаты выбора проводников для применения на отходящих линиях 6 кВ в результате реконструкции подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области» [8] представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора проводников для применения на отходящих линиях 6 кВ

Наименование присоединения	I_p , А	$I_{p.max}$, А	Марка кабеля	$I_{доп.}$, А
СШ1-6 кВ				
Участок 1 линия 1	15,4	21,6	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 2 линия 1	23,4	32,8	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 3 линия 1	25,8	36,1	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 4 линия 1	22,1	30,9	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 5 линия 1	24,6	34,4	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 6 линия 1	17,2	24,1	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 7 линия 1	15,4	21,6	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 8 линия 1	18,4	25,8	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 9 линия 1	19,7	27,6	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 10 линия 1	21,5	30,1	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 11 линия 1	15,4	21,6	3АПвВ 1×35-6	172,0
СШ2-6 кВ				
Участок 1 линия 2	15,4	21,6	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 2 линия 2	23,4	32,8	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 3 линия 2	25,8	36,1	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 4 линия 2	22,1	30,9	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 5 линия 2	24,6	34,4	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 6 линия 2	17,2	24,1	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 7 линия 2	15,4	21,6	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 8 линия 2	18,4	25,8	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 9 линия 2	19,7	27,6	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 10 линия 2	21,5	30,1	3АПвВ 1×35-6	172,0
Участок 11 линия 2	15,4	21,6	3АПвВ 1×35-6	172,0

Таким образом, на всех линиях, вместо устаревших кабельных линий марки АСБ-6, предлагается применить современные кабельные линии марки 3АПвВ 1×35-6 сечением 35 мм² и допустимым током 172 А.

Выводы по разделу.

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования подстанции завода по производству цемента, выбраны и проверены расчётным путём, следующие технические решения:

- на стороне 110 кВ выбрано современное КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано элегазовыми модулями электрических аппаратов;
- на стороне 35 кВ выбрано КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией и применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-65 производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами (выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные), трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35, трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35, ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1);
- на стороне 6 кВ выбрано КРУ 6 кВ с применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-80-10Н производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано современными электрическими аппаратами.

Они удовлетворяют требованиям выбора и проверки для установки на объекте исследования в результате проведения реконструкции.

В рамках реконструкции подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента, выбраны к применению следующие проводники:

- на стороне 110 кВ (питающая линия 110 кВ) – вместо устаревших проводов марки АС-120, предлагается применить современные проводники воздушной линии марки АААС-Z177-1Z сечением 177 мм² и допустимым током 572 А (производства ООО «Ламифил»);
- на стороне 35 кВ (отходящие линии 35 кВ) – вместо устаревших воздушных линий с проводниками АС-70, предлагается применить современные кабельные линии марки ЗАПвВ 1×70-35 сечением 70 мм² и допустимым током 225 А;

– на стороне 6 кВ (отходящие линии 6 кВ) – вместо устаревших кабельных линий марки АСБ-6, предлагается применить современные кабельные линии марки ЗАПВВ 1×35-6 сечением 35 мм² и допустимым током 172 А.

Все выбранные проводники, выбранные для канализации электроэнергии в РУ 110, 35 и 6 кВ подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод», показаны в графической части работы.

Они 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 завода по производству цемента.

6 Расчет системы собственных нужд и релейной защиты подстанции

6.1 Расчет системы собственных нужд подстанции

Система собственных нужд (СН) подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента играет ключевую роль в обеспечении стабильного электроснабжения внутренних потребителей предприятия, способствуя поддержанию бесперебойной работы всех технологических и вспомогательных систем завода.

Данная система предназначена для питания оборудования, используемого для осуществления внутренних нужд – от освещения, систем безопасности, автоматизированного контроля и мониторинга, до средств отопления, вентиляции и кондиционирования, а также специализированных устройств, необходимых для обеспечения технологических процессов производства цемента.

Структура такой системы формируется исходя из требований к надёжности, учёта аварийных режимов и доступности резервных источников, поскольку любая потеря питания внутри подстанции недопустима для потребителей первой и второй категорий.

Состав системы собственных нужд включает преобразовательные модули, отвечающие за питание элементов с постоянным и переменным током, аккумуляторные батареи повышенной ёмкости для компенсации пропадания внешней сети, а также комплектные шкафы распределения с функциями контроля и диагностики.

Трансформаторы собственных нужд (ТСН), подключённые к РУ 6 кВ подстанции, снабжают все подсистемы рабочего и аварийного электроснабжения, обеспечивая синхронную работу приводов электрических аппаратов, систем охлаждения силового оборудования и источников освещения (как наружного, так и внутреннего освещения КРУ 35 кВ, КРУ 6 кВ и КРУЭ 110 кВ на подстанции).

Надёжность системы СН создаёт базу для безопасного выполнения оперативных переключений и определяет высокий уровень надёжности на подстанции.

Ранее в работе было установлено, что для обеспечения питания СН подстанции, на ней установлено два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМ-160/6. Проводится проверка данных трансформаторов на перегрузочную способность, для чего на первом этапе осуществляется расчёт нагрузки системы СН.

«Расчетная активная мощность СН» [9]:

$$P_p = \alpha \cdot P_{ном}, \quad (31)$$

где α – «коэффициент спроса потребителей;

$P_{ном}$ – номинальная мощность потребителей СН» [9].

«Номинальная активная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$P_{ном} = P_{ном.ед} \cdot n, \quad (32)$$

где $P_{ном.ед}$ – «номинальная мощность СН;

n – число единиц однотипного оборудования СН, шт.» [9].

«Расчетная реактивная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (33)$$

где « $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности потребителей СН» [9].

«Расчетная полная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (34)$$

«Расчётная нагрузка наружного освещения территории подстанции (потребитель системы СН)» [9] по условиям (31) – (34):

$$P_{ном} = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ кВт},$$

$$P_p = 1 \cdot 1 = 1 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1 \cdot 0 = 0 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{1^2 + 0^2} = 1 \text{ кВА}.$$

Результаты расчёта остальных нагрузок системы СН подстанции представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчёта нагрузок системы СН подстанции

Нагрузка	Кол-во, ед.	Номинальная мощность		cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка		
		одного ЭП, кВт	общая, кВт			α	P _p , кВт	Q _p , квар
Питание ОПУ	1	35	35	0,9	0,48	0,7	24,5	11,8
Обогрев шкафов РЗиА	1	12	12	0,8	0,75	1,0	12,0	9,0
ЗВУ	2	8	16	0,9	0,48	0,5	8,0	3,8
РПН Т1 и Т2	2	1	2	0,85	0,62	0,7	1,4	0,9
Охлаждение Т1 и Т2	12	0,75	9	0,85	0,62	0,85	7,7	4,7
Обогрев РПН Т1 и Т2	1	4	4	1,0	0	1,0	4,0	0,0
Наружное освещение территории	2	0,5	1	1,0	0	1,0	1,0	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление ячеек и оборудования КРУ 6 кВ	1	25	25	0,95	0	0,7	17,5	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление оборудования КРУ 35 кВ	1	20	20	0,95	0	0,7	14	0,0
Телемеханика, видеонаблюдение, сигнализация и автоматика	1	8	8	0,7	0,39	1,0	8,0	3,1
Аварийное освещение	1	0,3	0,3	1,0	0	1,0	0,3	0,0
Питание цепей блокировки	1	1	1	0,9	0,48	1,0	1,0	0,5
Итого по системе СН подстанции	26	115,55	133,3	0,88	0,48	0,85	99,4	33,8

«Полная нагрузка системы СН подстанции» [9] по формуле (30):

$$S_p = \sqrt{99,4^2 + 33,8^2} = 104,9 \text{ кВА}.$$

«Мощность ТСН» [9]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (35)$$

где S_p – «значение полной расчётной нагрузки системы СН подстанции;

N – количество ТСН на подстанции, ед.;

K_3 – нормативный коэффициент загрузки ТСН подстанции» [9].

Проверка ТСН марки ТМ-160/6, на соответствие нагрузке потребителей системы СН подстанции в связи с её реконструкцией, выполняется:

$$160 \text{ кВА} \geq \frac{104,9}{2 \cdot 0,85} \approx 61,7 \text{ кВА}.$$

«Таким образом, система собственных нужд подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента представляет собой высокотехнологичное решение, интегрированное в общую энергетическую инфраструктуру предприятия, и обеспечивает надежное, эффективное и безопасное электроснабжение внутренних потребителей. В результате проведения расчётов подтверждено, что ТСН марки ТМ-160/6, установленные на подстанции завода по производству цемента до проведения её реконструкции, не нуждаются в замене, поскольку соответствуют требуемым параметрам расчётной нагрузки системы СН, а также удовлетворяют необходимым условиям работы в нормальном и послеаварийном режимах» [9].

6.2 Расчёт релейной защиты и автоматика подстанции

Известно, что выбор системы релейной защиты и автоматики подстанции является ключевым элементом обеспечения надежности и безопасности работы энергосистемы, поскольку от корректного подбора защитных устройств зависит оперативное обнаружение аварийных ситуаций, их локализация и «последующее отключение неисправных участков сети, что предотвращает распространение аварий и минимизирует повреждение оборудования.

Современные системы релейной защиты (РЗ) включают комплексные решения, способные анализировать параметры электрической цепи в режиме реального времени, используя цифровые алгоритмы обработки сигналов и интегрированные коммуникационные протоколы» [1], что позволяет обеспечить высокую точность срабатывания и своевременное принятие мер по отключению.

При выборе системы РЗ учитываются характеристики конкретной подстанции, такие как уровни напряжения, типы и величины нагрузки, конфигурация сети, а также «возможность интеграции с автоматизированными системами управления энергоснабжением предприятия.

Использование современных цифровых реле, обладающих функциями самодиагностики и адаптивной настройки, позволяет повысить надежность защиты» [1], сократить время реагирования и обеспечить устойчивость энергосистемы в условиях динамичных нагрузок.

Автоматизация подстанции, в свою очередь, предполагает внедрение систем дистанционного контроля и управления, позволяющих централизованно мониторить работу всех элементов подстанции, проводить оперативный анализ эксплуатационных параметров и, при необходимости, автоматически корректировать режимы работы защитных устройств.

В результате интеграции релейной защиты с системой автоматики, достигается высокий уровень координации между различными функциональными звеньями энергосистемы, что обеспечивает оптимальное распределение нагрузки, минимизацию рисков перегрузок и сокращение времени простоя оборудования.

Принятые инженерные решения в области защиты и автоматики подстанции должны соответствовать современным нормативным требованиям и международным стандартам, обеспечивая возможность модернизации и расширения функционала в будущем, что является важным условием для поддержки устойчивого развития энергосистемы предприятия.

Таким образом, комплексный подход к выбору релейной защиты и автоматики подстанции способствует формированию высоконадежной и адаптивной системы электроснабжения, способной эффективно противостоять аварийным ситуациям и поддерживать бесперебойную работу предприятия в условиях постоянно меняющихся эксплуатационных нагрузок.

Далее в работе проводится выбор токовых защит для обеспечения защиты оборудования подстанции завода по производству цемента от ненормальных режимов. Как было показано ранее, на подстанции находится следующее основное оборудование, для которого необходимо обеспечить надёжную защиту:

- два силовых трансформатора марки ТДТН-16000/110;
- линии электропередачи.

В работе для обеспечения защиты силовых трансформаторов подстанции марки «ТДТН-16000/110 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» [1] (ГЗ).

Все данные защиты трансформаторов предлагается реализовать на основе микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01 [19], внешний вид которого представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01

Микропроцессорный терминал Сириус-Т4-01 даёт возможность вывести защиту силовых трансформаторов на принципиально новый уровень за счёт новых цифровых алгоритмов и широких возможностей параметрирования.

Высокая точность измерений вместе с гибкой логикой уставок защищает обмотки трансформатора при внешних и внутренних коротких замыканиях и

перегрузочных режимах, сохраняя ресурс дорогостоящего оборудования и обеспечивая стабильное электроснабжение потребителей первой и второй категорий.

Дополнительные функции контроля и диагностики в автоматическом режиме фиксируют наличие аномалий, что повышает эффективность профилактических работ.

Цифровая структура терминала исключает многократную настройку параметров при их сбитии, свойственный устаревшим системам, и укрепляет общий уровень помехоустойчивости, необходимый для работы на трансформаторе (с учётом устойчивости к электромагнитным помехам).

Гибкий интерфейс терминала взаимодействует с системами автоматики и телемеханики на подстанции, что открывает возможность дистанционного мониторинга и быстрого реагирования, когда требуется мгновенная перенастройка уставок или выявление потенциальных неисправностей.

Применение данного терминала укрепляет надёжность всего комплекса подстанции завода по производству цемента, а также делает эксплуатацию более лёгкой и продлевает срок службы силовых трансформаторов.

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 на землю (ЗОЗ)» [1].

Все данные защиты линий на подстанции предлагается реализовать на основе микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ [11], внешний вид которого представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ

Применение микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ для защиты линий 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ на подстанции завода по производству цемента, даёт полноценную цифровую платформу, которая точно отрабатывает любые виды коротких замыканий и предоставляет оператору широкий диапазон настроек.

Мгновенное выявление неисправности сочетается с комплексными функциями дистанционной диагностики, поэтому риски крупных технологических нарушений снижаются, а временной интервал между возникновением аварии и её устранением существенно сокращается.

Полное соответствие современным стандартам по электромагнитной совместимости даёт стабильность измерений, что сохраняет высокую точность выбранных уставок, а гибкая архитектура позволяет подстраиваться под изменяющиеся режимы сети без замены основного оборудования.

Современные протоколы обмена данными делают возможным интегрированное взаимодействие с системами автоматики, телемеханики и

верхнего уровня диспетчерского управления, что упрощает контроль и добавляет оперативности при выполнении переключений.

Прочный корпус и продуманный конструктив микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ рассчитаны на жёсткие условия высоковольтных линий, гарантируя их длительный ресурс эксплуатации без потери основных технических характеристик.

Такой подход к защите питающих и отходящих линий обеспечивает необходимую надёжность для объектов повышенной категории ответственности, усиливая общую безопасность оборудования рассматриваемой подстанции.

Таким образом, современные микропроцессорные терминалы марки Сириус-Т4-01 подходят для защиты силовых трансформаторов, а терминалы марки Орион-РТЗ – для защиты линий объекта исследования.

Далее в работе проводится расчёт уставок выбранных терминалов защиты. Проводится выбор уставок терминалов защиты силового трансформатора подстанции завода по производству цемента.

Основной защитой силовых трансформаторов подстанции является ДЗТ без выдержки времени, которая предназначена для защиты трансформаторов от внешних коротких замыканий. Поэтому при расчёте уставки ДЗТ принимается рассчитанное ранее значение трёхфазного тока КЗ на выводах трансформатора 110 кВ подстанции, равное 8 кА (8000 А).

«Ток небаланса ДЗТ» [1]:

$$I_{нб.} = (\kappa_a \cdot \kappa_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (36)$$

где ε – «относительная токовая погрешность ТТ;

$\Delta U_{рег.}$ – диапазон регулирования напряжения» [1].

Таким образом, с учётом данных параметров и ранее рассчитанного тока КЗ на выводах 110 кВ силового трансформатора (внешний ток КЗ), ток небаланса ДЗТ по формуле (36):

$$I_{нб.} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 8000 = 1200 \text{ A.}$$

Уставка тока срабатывания ДЗТ подстанции определяется по следующему условию [1]:

$$I_{с.з} \geq K_{отс.} \cdot I_{нб.}, \text{ A,} \quad (37)$$

где $K_{отс.}$ – «коэффициент отстройки» [1].

По формуле (37):

$$I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 1200 = 1560 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности ДЗТ подстанции» [1]:

$$K_q = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (38)$$

«Требования по чувствительности ДЗТ» [1] по формуле (38) выполнены:

$$K_{q.} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6930}{1560} \approx 4,44 > 1,5.$$

Далее проводится выбор защиты от перегрузки. Известно, что ЗП устанавливается со стороны источника питания, значит [1]:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot I_{раб.макс.ВН}, \quad (39)$$

где K_n – «коэффициент надёжности» [1].

«Уставка тока срабатывания ЗП трансформатора» [1] по условию (39):

$$I_{c.3} \geq 1,05 \cdot 71 \approx 74,55 \text{ A.}$$

«Условие выбора уставки МТЗ трансформатора подстанции» [1]:

$$I_{c.3} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (40)$$

где $K_{сзн}$ - «коэффициент самозапуска нагрузки» [1].

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора» [1]:

$$K_{\eta} = \frac{K_{сх}^{(\kappa)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\kappa.мин}^{(\kappa)}}{I_{c.3}} \geq 1,2. \quad (41)$$

«МТЗ устанавливается на всех обмотках трансформатора, являясь основной защитой от внутренних КЗ данного оборудования.

Уставка тока срабатывания МТЗ трансформатора на стороне ВН (110 кВ)» [1] по условию (40):

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 71 \approx 125 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора» [1] по условию (41):

$$K_{\eta} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6930}{125} \approx 55,4 > 1,2.$$

«Аналогично рассчитаны уставки тока и времени срабатывания МТЗ трансформатора подстанции на сторонах СН (35 кВ) и НН» [1] (6 кВ) трансформатора. Полученные результаты расчёта уставок тока и времени срабатывания МТЗ силового трансформатора подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчёта уставок МТЗ силового трансформатора подстанции

Сторона трансформатора	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ A}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ A}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ с}$
ВН (110 кВ)	71,0	125,0	0,5
СН (35 кВ)	110,6	194,7	1,0
НН (6 кВ)	394,0	693,4	1,5

Для защиты от однофазного КЗ на землю, принимается ЗОЗ с уставкой тока срабатывания, равной 1 А (на всех сторонах трансформатора).

Далее проводится выбор уставок терминалов защиты для питающей и отходящей линий подстанции завода по производству цемента.

Основной защитой линий является токовая отсечка без выдержки времени (защита от внешних КЗ) и максимальная токовая защита с выдержкой времени (защита от внутренних КЗ). Эти две защиты образуют единую структуру – двухступенчатую токовую защиту, которая лишена «мёртвых зон» и обеспечивает надёжность, быстродействие и селективность при защите линий от ненормальных режимов.

Токовая отсечка без выдержки времени защищает сеть от внешних коротких замыканий, срабатывает мгновенно при больших превышениях тока и предупреждает перерастание аварии в более тяжёлые последствия.

«Уставка тока срабатывания ТО линий» [1]:

$$I_{TO} = K_n \cdot I_{KЗ\text{ макс}}^{(3)}, \text{ A}, \quad (42)$$

где « K_n – коэффициент надёжности» [1].

Уставка тока срабатывания ТО для защиты линии Л1 напряжением 35 кВ, введённой в эксплуатацию в результате мероприятий по реконструкции подстанции по формуле (42):

$$I_{TO} = 1,2 \cdot 1850 = 2220 \text{ A}.$$

Аналогично рассчитаны значения уставок токов срабатывания ТО остальных линий и результаты приведены в сводной таблице 7.

Так как токовая отсечка на линиях действует ограниченно, защищая их только от внешних токов КЗ и имея значительную «мёртвую зону», которая перекрывается действиями МТЗ, данная защита на чувствительность не проверяется. Максимальная токовая защита с выдержкой времени реагирует на внутренние короткие замыкания, срабатывает после заданной паузы (выдержка времени), позволяя селективно отключить повреждённую часть сети и сохранить надлежащее электроснабжение остальным потребителям.

«Уставка тока срабатывания МТЗ линий» [1]:

$$I_{MTЗ} = \frac{K_n \cdot K_{зан.}}{K_{возв}} \cdot I_{раб.}, \quad (43)$$

где K_n – «коэффициент надёжности защиты,

$K_{зан}$ – коэффициент запаса,

$K_{возв}$ – коэффициент возврата,

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток» [1].

«Коэффициент чувствительности МТЗ» [1]:

$$K_q = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5, \quad (44)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – «ток двухфазного (минимального) КЗ» [1].

Уставка тока срабатывания и коэффициент чувствительности МТЗ для защиты линии Л1 напряжением 35 кВ, введённой в эксплуатацию в результате мероприятий по реконструкции подстанции по формулам (43) и (44):

$$I_{MTЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{1,1} \cdot 61,4 = 100,5 A.$$

$$K_{\eta} = \frac{1600}{100,5} = 15,9 \geq 1,5.$$

Чувствительность защиты – достаточная.

Результаты расчёта уставок тока и времени срабатывания ТО и МТЗ линий подстанции приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчёта уставок тока и времени срабатывания ТО и МТЗ линий подстанции

Наименование присоединения	$I_{p,}$ А	$I_{ТО}, А$	$I_{МТЗ}, А$	$t_{с.з}, с$
Линии 110 кВ				
Ввод 110 кВ Т1	71,0	9600,0	116,2	0,5
Ввод 110 кВ Т2	71,0	9600,0	116,2	0,5
Линии 35 кВ				
Ввод 35 кВ	110,6	2220,0	181,0	1,0
Л1, участок 12	61,4	2220,0	100,5	1,0
Л2, участок 13	61,4	2220,0	100,5	1,0
Линии 6 кВ				
СШ1-6 кВ				
Ввод СШ-1 6 кВ	394,0	4596,0	644,7	1,5
Участок 1 линия 1	15,4	4596,0	25,2	2,0
Участок 2 линия 1	23,4	4596,0	38,3	2,0
Участок 3 линия 1	25,8	4596,0	42,2	2,0
Участок 4 линия 1	22,1	4596,0	36,2	2,0
Участок 5 линия 1	24,6	4596,0	40,3	2,0
Участок 6 линия 1	17,2	4596,0	28,1	2,0
Участок 7 линия 1	15,4	4596,0	25,2	2,0
Участок 8 линия 1	18,4	4596,0	30,1	2,0
Участок 9 линия 1	19,7	4596,0	32,2	2,0
Участок 10 линия 1	21,5	4596,0	32,5	2,0
Участок 11 линия 1	15,4	4596,0	25,2	2,0
СШ2-6 кВ				
Ввод СШ2-6 кВ	394,0	4596,0	644,7	1,5
Участок 1 линия 2	15,4	4596,0	25,2	2,0
Участок 2 линия 2	23,4	4596,0	38,3	2,0
Участок 3 линия 2	25,8	4596,0	42,2	2,0
Участок 4 линия 2	22,1	4596,0	36,2	2,0
Участок 5 линия 2	24,6	4596,0	40,3	2,0
Участок 6 линия 2	17,2	4596,0	28,1	2,0
Участок 7 линия 2	15,4	4596,0	25,2	2,0
Участок 8 линия 2	18,4	4596,0	30,1	2,0
Участок 9 линия 2	19,7	4596,0	32,2	2,0
Участок 10 линия 2	21,5	4596,0	32,5	2,0
Участок 11 линия 2	15,4	4596,0	25,2	2,0

Защита от однофазных коротких замыканий на землю выявляет утечки тока, возникающие при пробое изоляции фазы на землю, и предотвращает дальнейшее развитие опасного для оборудования и персонала режима.

В работе на всех линиях принимается токовая уставка срабатывания ЗОЗ, равная 1 А. Таким образом, основные линии подстанции надёжно защищены.

Выводы по разделу.

Подтверждено, что ТСН марки ТМ-160/6, установленные на подстанции завода по производству цемента до проведения её реконструкции, не нуждаются в замене, поскольку соответствуют требуемым параметрам расчётной нагрузки системы СН, а также удовлетворяют необходимым условиям работы в нормальном и послеаварийном режимах.

Для обеспечения защиты силовых трансформаторов подстанции марки ТДТН-16000/110, выбраны и рассчитаны уставки следующих основных токовых защит, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01.

Для обеспечения защиты линий, выбраны и рассчитаны уставки следующих основных токовых защиты, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ.

Заключение

В работе исследованы, обоснованы и внедрены мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод».

В результате проведения анализа исходной однолинейной схемы подстанции и детальной характеристики её оборудования, установлено следующее:

- в схеме рассматриваемой понизительной подстанции присутствуют следующие основные структурные элементы: два силовые трансформатора марки ТДТН-16000/110 (трехобмоточные), а также три распределительных устройства высшего (110 кВ), среднего (35 кВ) и низшего (6 кВ) напряжений;
- в РУ 110 кВ предлагается заменить ранее применяемую схему 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», состоящей из двух разъединителей, на современную схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», а также вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 110 кВ применить современный тип КРУЭ 110 кВ с соответствующими оборудованием;
- в РУ 35 кВ подстанции предлагается оставить ранее применённую схему 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», внедрив в неё следующие изменения: отключить секционный выключатель в нормальном режиме и установить на нём систему АВР, обеспечив, таким образом, отдельный режим работы секций сборных шин 35 кВ. Кроме того, от первой секции сборных шин 35 кВ планируется запитать новую воздушную линию для обеспечения электроснабжения потребителей на напряжении 35 кВ, а также вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 35 кВ применить КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией;

- в РУ 6 кВ подстанции предлагается оставить без изменения схему 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с раздельным питанием секций и АВР на секционном выключателе, однако также планируется дополнительно задействовать четыре ячейки «Резерв» для обеспечения электроснабжения новых потребителей на напряжении 6 кВ и заменить устаревшие и неэффективные масляные горшковые выключатели на современные выключатели с вакуумной изоляцией (с заменой устаревших ячеек, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, на современные модификации).
- масляные баковые выключатели, разъединители и разрядники, установленные в схеме ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ, а также горшковые выключатели и разрядники в КРУ 6 кВ, являются устаревшими аппаратами, требующих замены на современное оборудование, также рекомендована замена ТН в ОРУ 35 кВ и КРУ 6 кВ на более современные модификации, выбор и обоснование которых предлагается провести в работе;
- в связи с планируемым увеличением нагрузки потребителей подстанции на напряжении 35 кВ и 6 кВ, для чего предлагается ввести в эксплуатацию вторую воздушную линию напряжением 35 кВ (для питания потребителей на участке 13), которая будет питаться от первой секции сборных шин ОРУ 35 кВ подстанции, а также подключить новую нагрузку потребителей 6 кВ на незанятые ячейки «Резерв» (для питания потребителей участков 9-11).

Проведены расчёты максимальной нагрузки подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод». Результаты расчёта электрических нагрузок способствуют формированию обоснованных инженерных решений, обеспечивают высокий уровень надежности, безопасности и энергоэффективности энергосистемы, что является критически важным для стабильного функционирования производственных процессов предприятия в

условиях современных требований и динамично меняющейся производственной среды.

В результате проведения расчётов установлено, что на подстанции 110/35/6 кВ ООО «Староцементный завод» Свердловской области установленные до реконструкции силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110 не нуждаются в замене, так как они соответствуют условиям проверки по расчётной нагрузке потребителей подстанции вследствие увеличения её нагрузки, а также отвечают условиям проверки по нагрузочной способности.

Получены значения токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента.

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования подстанции завода по производству цемента, выбраны и проверены расчётным путём, следующие технические решения:

- на стороне 110 кВ выбрано современное КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано элегазовыми модулями электрических аппаратов;
- на стороне 35 кВ выбрано КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией и применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-65 производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами (выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные), трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35, трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35, ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1);
- на стороне 6 кВ выбрано КРУ 6 кВ с применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-80-10Н производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами.

В рамках реконструкции подстанции 110/35/6 кВ завода по производству цемента, выбраны следующие проводники:

- на стороне 110 кВ (питающая линия 110 кВ) – вместо устаревших проводов марки АС-120, предлагается применить современные проводники воздушной линии марки АААС-Z177-1Z сечением 177 мм² и допустимым током 572 А (производства ООО «Ламифил»);
- на стороне 35 кВ (отходящие линии 35 кВ) – вместо устаревших воздушных линий с проводниками АС-70, предлагается применить современные кабельные линии марки ЗАПвВ 1×70-35 сечением 70 мм² и допустимым током 225 А;
- на стороне 6 кВ (отходящие линии 6 кВ) – вместо устаревших кабельных линий марки АСБ-6, предлагается применить современные кабельные линии марки ЗАПвВ 1×35-6 сечением 35 мм² и допустимым током 172 А.

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 завода по производству цемента.

Подтверждено, что ТСН марки ТМ-160/6, установленные на подстанции завода по производству цемента до проведения её реконструкции, не нуждаются в замене, поскольку соответствуют требуемым параметрам расчётной нагрузки системы СН, а также удовлетворяют необходимым условиям работы в нормальном и послеаварийном режимах.

Для обеспечения защиты силовых трансформаторов подстанции марки ТДТН-16000/110, выбраны и рассчитаны уставки следующих основных токовых защит, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01.

Для обеспечения защиты линий, выбраны и рассчитаны уставки следующих основных токовых защиты, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ.

Список используемой литературы и 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. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 24.02.2025).
3. 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: 24.02.2025).
4. Каталог КРУЭ-СЭЩ-110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-%D0%A1%D0%AD%D0%A9-110_%D0%BA%D0%92.pdf&ysclid=lhpltemn1972110597 (дата обращения: 24.02.2025).
5. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: КноРус, 2019. 236 с.
6. КРУ СЭЩ-65 35 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-65-35-kv/?ysclid=lhpkro0v8q2370055485> (дата обращения: 24.02.2025).
7. КРУ СЭЩ-80 6, 10 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-80-n/> (дата обращения: 24.02.2025).
8. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
9. ООО «Староцементный завод» (2243157) [Электронный ресурс]:

URL: <https://beton.ru/catalog/1966/364385/> (дата обращения: 24.02.2025).

10. ООО «Староцементный завод» [Электронный ресурс]: URL: <https://www.scz-cement.ru/> (дата обращения: 24.02.2025).

11. Орион-РТЗ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rza.ru/catalog/kompaktnye-ustroystva-rza-6-35-kv/orion-rtz.php> (дата обращения: 24.02.2025).

12. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15 декабря 2020 г. № 903н / Приказ от 29 апреля 2022 г. № 279н). Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

14. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

15. Провода для высоковольтных воздушных линий электропередачи компактированные типа Z марки АААС-Z [Электронный ресурс]: URL: <https://xn--80aqajdd1d.xn--p1ai/image/data/file/AAAC-Z.pdf> (дата обращения: 24.02.2025).

16. 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: 24.02.2025).

17. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

18. Сибикин Ю.Д. Технология энергосбережения. М.: Инфра-М, 2022. 336 с.

19. Сириус-Т4-01 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-zashchity-transformatorov-i-avtotransformatorov-6-220-kv-s-podderzhkoy-standarta-mek-6185/sirius-t4-01.php> (дата обращения: 24.02.2025).

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020. 142 с.