

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)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация системы электроснабжения завода "Нефтемаш" с применением цифровых технологий

Обучающийся

Д.В. Осипов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

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

Консультант

А.В. Прошина

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

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена модернизации системы электроснабжения завода «Нефтемаш» с акцентом на актуализацию нагрузки, частичную замену устаревшего оборудования и внедрение современных цифровых технологий.

В ходе проекта произведена актуализация состава электроприёмников, выполнен расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания, а также проверка трансформатора ТДН-4000/35/6 на соответствие новым условиям.

На основе анализа старой коммутационной аппаратуры выполнен выбор нового элегазового выключателя и современных разъединителей.

Особое внимание уделено модернизации релейной защиты: произведён расчёт уставок для устройства Сириус-2-РН и подобран шкаф ШЭРА-ТТ-40016, что позволило повысить надёжность и управляемость энергосистемы без полной реконструкции. Также рассмотрены перспективы дальнейшей цифровизации электроснабжения.

Abstract

This final qualification work is devoted to the modernization of the power supply system of the “Neftemash” plant with a focus on updating the electrical load, partial replacement of outdated equipment, and the implementation of modern digital technologies.

The project includes a revised list of power consumers, calculations of electrical loads and short-circuit currents, and confirmation of the continued use of the TDN-4000/35/6 transformer under updated operating conditions.

Based on an analysis of the outdated switching equipment, a modern SF6 circuit breaker and RG-35/1000 disconnectors were selected.

Particular attention is given to the modernization of relay protection: the calculation of settings for the Sirius-2-RN device and the selection of the SHERA-TT-40016 cabinet allowed for a significant increase in reliability and controllability of the power system without requiring full reconstruction. The work also explores further prospects for digital transformation.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика организации	8
1.1 Анализ потребителей электрической энергии	10
1.2 Обоснование необходимости модернизации системы электроснабжения завода «Нефтемаш».....	12
2 Выбор схемы электроснабжения	15
2.1 Общая характеристика действующей схемы	15
2.2 Расчёт электрических нагрузок	19
2.3 Проверка трансформатора ТДН-4000/35/6.....	30
3 Расчёт токов короткого замыкания	34
4 Выбор электрических аппаратов	39
4.1 Выбор элегазового выключателя ВГТ-35/1000.....	39
4.2 Выбор разъединителя РГ-35/1000	42
5 Релейная защита и автоматика силового трансформатора	45
5.1 Расчет общих уставок	49
5.2 Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2) ..	52
5.3 Расчет уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)	54
5.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)	56
Заключение	58
Список используемой литературы и используемых источников.....	60

Введение

Энергетическая инфраструктура промышленного предприятия является неотъемлемой частью его производственной стабильности, особенно в условиях нарастающих требований к надёжности, управляемости и интеграции в цифровую среду. Завод «Нефтемаш», функционирующий в сфере тяжёлого машиностроения, является ярким примером предприятия, где стабильность энергоснабжения определяет непрерывность всей технологической цепочки. Остановка даже одного участка из-за сбоев в подаче электроэнергии может вызвать лавинообразные последствия: от перераспределения нагрузок до повреждения оборудования и остановки ключевых производств.

Многие элементы энергетической системы ПС «Нефтемаш» сегодня находятся за пределами нормативного срока службы. В частности, часть коммутационных аппаратов и устройств релейной защиты эксплуатируются более двух десятков лет, что снижает их надёжность и делает невозможным внедрение современных средств цифрового мониторинга и диагностики.

Сохранение существующей архитектуры при точечной модернизации - подход, который позволяет существенно сократить капитальные вложения, избежать остановки производства и при этом внедрить цифровые решения, обеспечивающие высокий уровень контроля, селективности и адаптивности. Речь идёт не о полной реконструкции, а о стратегически обоснованной модернизации ключевых узлов: замене устаревших масляных выключателей на элегазовые, переходе от изношенных воздушных разъединителей РНДЗ к современным РГ, а также внедрении микропроцессорной релейной защиты вместо электромеханических реле, утративших актуальность в эпоху цифровизации.

Особенностью исследуемой подстанции является наличие потребителей I категории надёжности - означает, что любые сбои в электроснабжении могут повлечь за собой не просто остановку отдельных установок, а цепную реакцию

с перераспределением нагрузок, повреждением агрегатов и нарушением производственного цикла в целом. В таких условиях система релейной защиты должна обеспечивать не только своевременное отключение повреждённых участков, но и выполнять это быстро, избирательно, с высокой степенью достоверности, исключая как ложные срабатывания, так и пропуски аварий.

Необходимо учитывать, что архитектура системы энергоснабжения завода разрабатывалась в 1990-2000-е годы, в то время, когда на первый план выходила физическая надёжность оборудования, а возможности удалённого контроля, АСУ ТП и автоматического анализа состояний почти не реализовывались. «Сегодня же цифровизация энергетики это уже не тренд, а объективная необходимость» [5]. В настоящее время подобные функции стали неотъемлемой частью энергетических систем, и переход к цифровым решениям, таким как интеллектуальные терминалы релейной защиты, - уже не просто шаг вперёд, а объективная необходимость.

Применение современных шкафов и устройств регулирования напряжения Сириус-2-РН позволяет реализовать интеллектуальные функции защиты (автоматически собирать телеметрию, реагировать на изменения состояния оборудования, участвовать в построении предиктивной диагностики), регулирования и диагностики трансформаторов без необходимости кардинальной перестройки всей системы. Эти устройства не только обеспечивают надёжную защиту при аварийных режимах, но и формируют основу для интеграции с АСУ ТП, реализуя принципы предиктивного обслуживания и повышения энергетической эффективности

Таким образом, главная задача данной работы заключается в разработке проекта частичной модернизации подстанции 35/6 кВ, обслуживающей завод «Нефтемаш», с внедрением современных цифровых решений при сохранении существующей структуры энергоснабжения.

Цель выпускной квалификационной работы - разработка проекта частичной модернизации системы электроснабжения завода «Нефтемаш» с акцентом на замену устаревших электрических аппаратов и релейной защиты

на современные цифровые устройства, обеспечивающие повышение надёжности и соответствие актуальным техническим требованиям.

Для достижения данной цели в работе поставлены следующие задачи:

- провести анализ текущего состояния схемы электроснабжения подстанции, включая однолинейную схему 4Н;
- выполнить актуализацию электроприёмников, определить их категорию надёжности, рассчитать активную, реактивную и полную мощность;
- оценить трансформатор ТДН-4000/35/6 на соответствие расчётной нагрузке и условиям эксплуатации;
- выполнить расчёт токов короткого замыкания для стороны 35 кВ и 6 кВ, с целью подбора аппаратов, устойчивых к термическим и динамическим воздействиям;
- подобрать для замены устаревшего масляного выключателя ВК-35 современный элегазовый ВГТ-35/1000 и подобрать соответствующий разъединитель РГ-35/1000;
- разработать схему модернизации релейной защиты трансформатора с использованием шкафа ШЭРА-ТТ-40016 и терминала Сириус-2-РН, рассчитать уставки для всех ступеней защиты трансформатора;
- оценить общую надёжность обновлённой системы и возможности дальнейшей цифровизации в рамках интеграции с АСУ ТП.

Актуальность проекта объясняется необходимостью продуманного подхода к модернизации энергетической инфраструктуры промышленных предприятий, когда внедрение цифровых технологий и повышение надёжности осуществляются при ограниченных ресурсах и без остановки производственного процесса. Разработка и реализация позволяет не только улучшить технические характеристики системы, но и заложить фундамент для дальнейшего цифрового развития предприятия.

1 Краткая характеристика организации

Завод «Нефтемаш», расположенный в городе Отрадный Самарской области, является одним из ведущих предприятий нефтегазового машиностроения региона. Основное направление деятельности - производство оборудования для нефтедобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Завод выпускает широкий спектр продукции: от металлоконструкций и буровых модулей до резервуарного оборудования и нестандартизированных узлов, изготавливаемых по индивидуальным техническим заданиям [8].

Производственная инфраструктура предприятия включает:

- заготовительный участок с ленточнопильными, листогибочными и формовочными машинами;
- механический цех с токарными, фрезерными и сверлильными станками, в том числе с числовым программным управлением (ЧПУ);
- сварочно-сборочный участок с постами полуавтоматической, аргодуговой и контактной сварки;
- термический цех с камерными и индукционными печами, используемыми для термообработки изделий;
- линии поверхностной обработки и покраски.

С учётом энергоёмкости производственных процессов, значительная часть оборудования относится к I категории по надёжности электроснабжения. Остановка таких потребителей может привести к нарушению технологических процессов, убыткам и сбоям в производственном графике.

Энергоснабжение завода осуществляется от подстанции 36/6 кВ «Восточная», расположенной за пределами территории предприятия. На данной подстанции установлены два трансформатора ТДН-4000/35/6, работающих в параллельном режиме. Такая конфигурация обеспечивает надёжное понижение напряжения с 35 кВ до 6 кВ и закладывает резерв мощности на перспективу. От ПС «Восточная» питание подаётся на завод по

двум независимым кабельным линиям 6 кВ. Также предусмотрен резерв по воздушной линии напряжением 10 кВ.

Внутреннее распределение электроэнергии на предприятии осуществляется через распределительные устройства (РУ) 6 кВ и главную понизительную подстанцию (ГПП) 6/0,4 кВ. Архитектура системы позволяет обеспечить высокую степень отказоустойчивости за счёт дублирования вводов и применения автоматического ввода резерва (АВР).

Климатические условия Отрадного являются типичными для умеренно-континентальной зоны.

- средняя температура в январе составляет около $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, возможны понижения до $-26\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже;
- в летние месяцы (июль-август) температура может достигать $+30\dots+33\text{ }^{\circ}\text{C}$, в отдельные дни пики до $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- среднегодовая температура составляет около $+6,5\dots+7,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- годовое количество осадков - порядка 530-570 мм, большая часть которых выпадает в тёплое время года, с мая по сентябрь.

Эти параметры учтены при выборе кабельной продукции, проектировании систем вентиляции, охлаждения и термозащиты электрооборудования.

Таким образом, предприятие «Нефтемаш» изначально проектировалось с опорой на высокую надёжность энергоснабжения. Установленная структура электропитания и схема подключения к подстанции 35/6 кВ позволяют эффективно питать даже расширенные производственные мощности. В данной работе рассматривается частичная модернизация отдельных элементов системы электроснабжения - таких как выключатели, разъединители и устройства релейной защиты - при сохранении базовой архитектуры, включая схему соединения и трансформаторное оборудование.

1.1 Анализ потребителей электрической энергии

Система электроснабжения завода «Нефтемаш» изначально проектировалась с учётом повышенной энергетической нагрузки, обусловленной широким спектром энергоёмких технологических процессов. Проведённый анализ производственных мощностей и состава оборудования позволил определить характеристики электроприёмников, которые используются в цехах на постоянной основе и составляют основу общего энергопотребления предприятия.

Ключевыми направлениями производственной деятельности являются металлообработка, термообработка, сварка, гальванические и покрасочные работы - требуют непрерывного и стабильного питания. Оборудование, установленное в цехах, включает мощные станки с ЧПУ, печи, компрессоры, электросварочные комплексы, вытяжные установки и сушильные камеры. Эти установки формируют основную нагрузку предприятия.

Электроприёмники классифицированы в таблицу 1 в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) по надёжности электроснабжения:

- I категория - критически важные потребители, для которых предусмотрено резервирование питания;
- II категория - вспомогательные и административные участки с менее жёсткими требованиями к бесперебойности.

Таблица 1 - Характеристика электроприёмников завода «Нефтемаш» (по цехам)

Наименование участка / цеха	Категория надёжности	Установленная мощность, Р _н (кВт)	Особенности питания
Заготовительный цех	I	145	Двойное питание
Механический цех	I	190	Двойное питание
Сварочно-сборочный участок	I	210	Двойное питание
Термический участок	I	95	Двойное питание
Гальванический участок	I	35	Двойное питание
Компрессорная станция	I	80	Двойное питание
Линия покраски и сушки	I	60	Двойное питание
Линия плазменной и лазерной резки	I	85	Двойное питание
Вентиляция и приточно-вытяжные системы	II	45	Один ввод
Административно-бытовой корпус	II	18	Один ввод
Складские и вспомогательные помещения	II	12	Один ввод

Для всех участков I категории реализовано питание по схеме с двумя независимыми вводами, а также автоматическим вводом резерва (АВР). «АВР – это устройство, предназначенное для автоматического переключения питания электрических нагрузок от неисправного источника энергии к рабочему источнику» [21]. Это обеспечивает бесперебойную работу критически важных установок даже при аварийном отключении одного из источников питания. Для потребителей II категории допускается кратковременное отключение, с возможностью восстановления вручную [9]. Уточнение состава потребителей и актуализация мощности выполнены на основе текущих производственных карт, данных техотдела и сведений о модернизации оборудования. Результаты анализа будут использоваться в

качестве исходной базы для расчёта электрических нагрузок, токов короткого замыкания и последующего подбора коммутационной аппаратуры.

1.2 Обоснование необходимости модернизации системы электроснабжения завода «Нефтемаш»

Энергетическая система предприятия «Нефтемаш» была изначально построена с прицелом на высокий уровень надёжности и обеспечивала бесперебойное питание производственных мощностей. Однако с момента пуска прошло более двух десятилетий, и на сегодняшний день ряд элементов оборудования на стороне 35 кВ подстанции «Восточная», через которую осуществляется электропитание завода, требуют замены по техническим причинам.

На стороне 35 кВ подстанции «Восточная» до сих пор используется масляный выключатель типа ВК-35, установленный более 20 лет назад. Несмотря на то, что он остаётся работоспособным, его конструкция и характеристики не соответствуют современным требованиям к быстродействию и надёжности:

- дугогашение в масляной среде - пожароопасное и устаревшее решение;
- время отключения - увеличенное, что увеличивает ударные токи и тепловое воздействие на остальные элементы сети [22];
- отсутствует возможность дистанционного управления и интеграции в автоматизированные системы;
- высокие эксплуатационные затраты на обслуживание маслосистемы, устранение протечек и дегазацию.

С учётом этих факторов, технически обоснованной является замена ВК-35 на современный элегазовый выключатель, например, ВЭГ-35 или его отечественный аналог. Элегазовая технология обеспечивает надёжное и быстрое гашение дуги, снижает объём обслуживания, а также совместима с цифровыми защитами и системами мониторинга.

На том же уровне 35 кВ в составе линейных ячеек установлены разъединители типа РНДЗ-35/1000. Эти устройства, широко применявшиеся в 1990-2000-е годы, на сегодняшний день утратили актуальность из-за конструктивной и механической изношенности:

- повышенное контактное сопротивление из-за загрязнений и старения металлов;
- риск подгорания контактов при многократных циклах коммутации [6];
- невозможность подключения электропривода или дистанционного управления;
- отсутствие герметизации и низкая стойкость к климатическим воздействиям.

В качестве замены рассматриваются разъединители серии РГ-35/1000 - современная разработка с повышенным ресурсом, герметичными контактными узлами и возможностью электроприводного управления. Их установка не требует изменения схемы присоединения и может быть реализована без полной реконструкции ячейки.

На стороне 6 кВ подстанции «Восточная», в цепях трансформаторной и секционной защиты, используются устаревшие электромеханические реле РТ-40 [15], ТЗП-30 и РН-53 [16], установленные в 2000-х годах. Эти устройства выполняют базовые защитные функции, но:

- не обеспечивают селективности, особенно при сложных аварийных режимах;
- требуют ручной настройки и периодического обслуживания;
- не имеют функции самодиагностики, журналирования и телесигнализации;
- не совместимы с цифровыми каналами связи.

Предлагается внедрение современного микропроцессорного терминала релейной защиты Сириус-2-РН, обеспечивающего:

- защиту по току, напряжению, направлению, частоте, перегрузке;

- логическую обработку сигналов, взаимодействие с АВР, АПВ, блокировками;
- интерфейсы для подключения к системам АСУ ТП и удалённого мониторинга;
- снижение времени срабатывания, повышение надёжности, сокращение числа аппаратных единиц.

Сириус-2-РН позволяет заменить целую группу реле одним устройством, повышая информативность, гибкость и быстродействие системы защиты [24].

Вывод по разделу 1. Анализ существующего состояния электроснабжения завода «Нефтемаш» показывает, что:

- предприятие получает питание по двум кабельным линиям от подстанции 35/6 кВ «Восточная», где установлены трансформаторы ТДН-4000/35/6 [7];
- установленная мощность потребителей составляет более 1300 кВт, большинство электроприёмников отнесено к I категории по надёжности;
- схема 4Н обеспечивает необходимый уровень отказоустойчивости;
- основная энергетическая инфраструктура остаётся актуальной и может быть сохранена.

Тем не менее, отдельные элементы - масляный выключатель ВК-35, разъединители РНДЗ-35/1000, а также электромеханические реле защиты - подлежат замене по причине морального и физического устаревания. В рамках настоящего проекта планируется их точечная модернизация с заменой на современные аналоги - элегазовый выключатель, разъединители РГ-35/1000 и микропроцессорную релейную защиту Сириус-2-РН [23]. Это позволит повысить надёжность, сократить время срабатывания защит и обеспечить переход к цифровой архитектуре без полной реконструкции подстанции.

2 Выбор схемы электроснабжения

Схема электроснабжения предприятия является ключевым элементом энергетической инфраструктуры, определяющим устойчивость работы оборудования, возможность резервирования, а также эффективность эксплуатации всей системы.

2.1 Общая характеристика действующей схемы

На предприятии «Нефтемаш» реализована схема электроснабжения, основанная на двух независимых кабельных вводах 6 кВ от подстанции 35/6 кВ «Восточная». Электропитание подаётся через трансформаторы ТДН-4000/35/6, после чего поступает в распределительное устройство (РУ) 6 кВ, выполненное по схеме 4Н [6].

Схема 4Н представляет собой четыре отдельных линейных ячейки с собственными выключателями (или разъединителями), подключёнными к общей системе шин без возможности сквозного обхода.

Такая схема обеспечивает:

- независимость каждой цепи при нормальной эксплуатации;
- простоту конструктивного исполнения;
- возможность разделения нагрузки по группам.

Рассмотрим технические преимущества схемы 4Н, представленной на рисунке 1.

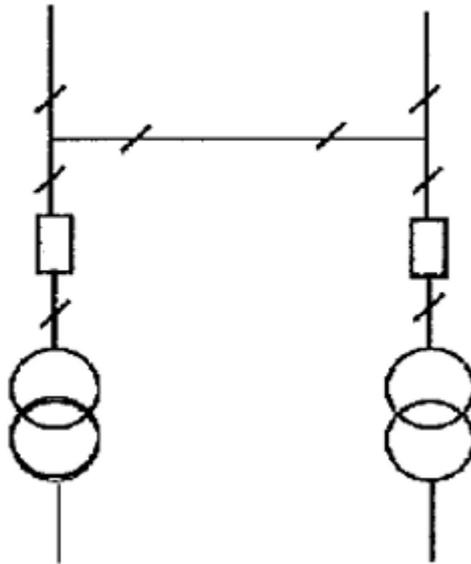


Рисунок 1 - Упрощенная типовая схема 4Н

Существующая схема соответствует требованиям по надёжности и резервированию для I категории по ПУЭ [10]. В частности:

- каждый ввод имеет свой выключатель, что позволяет изолировать повреждённый участок без потери питания всего РУ;
- использование разъединителей и короткозамыкателей позволяет оперативно выводить отдельные элементы в ремонт;
- отказоустойчивость реализована за счёт двух независимых трансформаторов и вводов, что позволяет питать предприятие даже при выходе из строя одного из источников.

Сравнение с альтернативными схемами. Для оценки применимости альтернативных решений проведено сравнение действующей схемы 4Н с другими типовыми вариантами в таблице 2:

Таблица 2 – Сравнение типовых схем электроснабжения предприятия

Параметр	1Н Радиальная	3Н Кольцевая	5Н Секционированная	4Н
Уровень надёжности	Низкий	Высокий	Средний	Высокий
Возможность автоматического резерва (АВР)	Нет	Да	Да	Да
Простота проведения ремонтных работ	Сложный	Средний	Умеренно сложный	Простой
Сложность эксплуатации	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая
Необходимость перемычек	Нет	Да	Да	Нет
Возможность наращивания нагрузки	Ограничена	Высокая	Средняя	Средняя
Стоимость реализации	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая
Соответствие ПУЭ (I категория)	Не соответствует	Да	Частично	Да

Как видно из таблицы 2, применяемая схема 4Н оптимально сочетает простоту исполнения и высокий уровень надёжности, без необходимости в дорогостоящем оборудовании.

Рассмотрим её подробнее на рисунке 2.

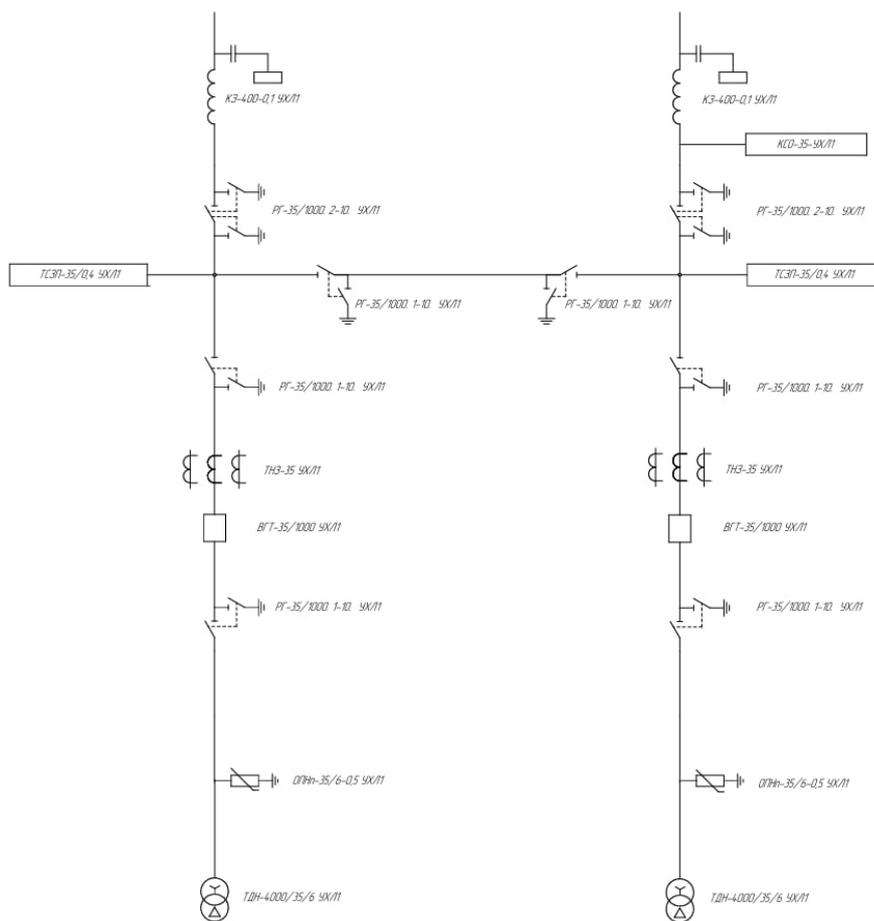


Рисунок 2 - Схема 35-4Н

На основании анализа производственных условий, категорийности нагрузки, структуры подстанции и требований нормативных документов, схема электроснабжения предприятия по типу 4Н признаётся:

- технически обоснованной;
- соответствующей условиям надёжности (I категория);
- не требующей изменения в рамках текущей модернизации.

Таким образом, в рамках данного проекта схема сохраняется без изменений. Модернизации подлежат только отдельные элементы, входящие в состав существующей схемы (разъединители, выключатели, устройства защиты), что обеспечивает минимальное вмешательство в рабочую архитектуру и исключает необходимость в перепроектировании всего РУ.

2.2 Расчёт электрических нагрузок

Одной из ключевых задач в процессе модернизации системы электроснабжения предприятия является расчёт электрических нагрузок, позволяющий определить требуемую мощность оборудования, выбрать трансформаторы, распределительные устройства и обеспечить надёжную, экономически эффективную работу всей системы.

Целью расчета электрических нагрузок является:

- определение расчётной активной, реактивной и полной мощности;
- подбор необходимого оборудования с учетом перспектив развития;
- обеспечение работы системы без перегрузок и с допустимыми потерями;
- расчёт показателей энергоэффективности и коэффициента загрузки оборудования.

Этапы расчёта включают:

- сбор и систематизация исходных данных: количество и характеристики оборудования, его распределение по категориям надёжности и участкам, режимы работы;
- определение номинальных нагрузок для силовых электроприёмников и освещения;
- применение коэффициентов спроса и одновременности для получения расчётных нагрузок. «Коэффициент одновременности представляет собой отношение величины совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимумов нагрузок отдельных потребителей или их групп.» [4];
- определение реактивной мощности с учётом степени компенсации;
- расчёт полной мощности и потерь в трансформаторах;
- учёт перспективной нагрузки.

Все электроприемники подразделяются на три категории по степени надёжности электроснабжения. В рассматриваемом проекте используются электроприемники I и II категорий.

К I категории отнесены электроприемники, отключение которых может привести к нарушению технологического процесса и значительным убыткам:

- заготовительный цех,
- механический цех,
- сварочно-сборочный участок,
- термический участок,
- гальванический участок,
- компрессорная станция,
- линия покраски и сушки,
- линия плазменной и лазерной резки.

К II категории отнесены электроприемники, отключение которых вызывает простой оборудования, но не приводит к тяжёлым последствиям:

- вентиляция и вытяжка,
- административно-бытовой корпус,
- складские и вспомогательные помещения.

Распределение по секциям электроснабжения принято следующим образом:

- ШМА1 - электроприемники I категории;
- ШМА2 - электроприемники II категории;
- ЩО - щит освещения.

В таблице 3 приведены все исходные данные электроприёмников для расчёта.

Таблица 3 - Исходные данные для расчёта электрических нагрузок

Наименование электроприёмника	P_n , кВт	n	K_n	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Заготовительный цех	145	1	0,8	0,82	0,70
Механический цех	190	1	0,8	0,82	0,70
Сварочно-сборочный участок	210	1	0,85	0,80	0,75
Термический участок	95	1	0,8	0,82	0,70
Гальванический участок	35	1	0,7	0,84	0,65
Компрессорная станция	80	1	0,7	0,84	0,65
Линия покраски и сушки	60	1	0,7	0,84	0,65
Линия плазменной и лазерной резки	85	1	0,75	0,82	0,70
Вентиляция и вытяжка	45	1	0,6	0,86	0,60
Административно-бытовой корпус	18	1	0,5	0,86	0,60
Складские и вспомогательные помещения	12	1	0,5	0,86	0,60
Освещение	5	-	-	-	0,60

Секция ШМА1 (электроприемники I категории)

Заготовительный цех

Номинальная мощность: $P_n = 145$ кВт;

Количество: $n = 1$;

Коэффициент использования: $K_n = 0,8$;

Активная мощность:

$$P = 145 \cdot 1 \cdot 0,8 = 116,0 \text{ кВт}, \quad (1)$$

$$\cos\varphi = 0,82 \rightarrow \operatorname{tg}\varphi = \frac{\sqrt{1 - 0,82^2}}{0,82} \approx 0,70. \quad (2)$$

Реактивная мощность:

$$Q = 116,0 \cdot 0,70 = 81,2 \text{ кВАр} \quad (3)$$

Полная мощность:

$$S = \sqrt{116,0^2 + 81,2^2} \approx 141,6 \text{ кВА} \quad (4)$$

Максимальная активная мощность:

$$P_M = 116,0 \cdot 1,3 = 150,8 \text{ кВт} \quad (5)$$

Полная мощность с учётом спроса:

$$S_M = \sqrt{150,8^2 + 81,2^2} \approx 171,3 \text{ кВА} \quad (6)$$

Механический цех

$$P_H = 190 \text{ кВт}, n = 1, K_H = 0,8$$

$$P = 190 \cdot 1 \cdot 0,8 = 152,0 \text{ кВт}, \quad (7)$$

$$\cos\varphi = 0,82 \rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,70,$$

$$Q = 152,0 \cdot 0,70 = 106,4 \text{ кВАр}, \quad (8)$$

$$S = \sqrt{152,0^2 + 106,4^2} \approx 185,5 \text{ кВА}, \quad (9)$$

$$P_M = 152 \cdot 1,3 = 197,6 \text{ кВт}, \quad (10)$$

$$S_M = \sqrt{197,6^2 + 106,4^2} \approx 224,4 \text{ кВА}. \quad (11)$$

Сварочно-сборочный участок

$$P_H = 210 \text{ кВт}, K_H = 0,85$$

$$P = 210 \cdot 0,85 = 178,5 \text{ кВт}, \quad (12)$$

$$\cos\varphi = 0,80 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,75,$$

$$Q = 178,5 \cdot 0,75 = 133,9 \text{ кВАр}, \quad (13)$$

$$S = \sqrt{178,5^2 + 133,9^2} \approx 223,1 \text{ кВА}, \quad (14)$$

$$P_M = 178 \cdot 1,3 = 232,1 \text{ кВт}, \quad (15)$$

$$S_M = \sqrt{232,1^2 + 133,9^2} \approx 268,0 \text{ кВА}. \quad (16)$$

Термический участок

$$P_H = 95 \text{ кВт}, K_H = 0,8$$

$$P = 95 \cdot 0,8 = 76,0 \text{ кВт}, \quad (17)$$

$$\cos\varphi = 0,82 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,70,$$

$$Q = 76,0 \cdot 0,70 = 53,2 \text{ кВАр}, \quad (18)$$

$$S = \sqrt{76^2 + 53,2^2} \approx 92,8 \text{ кВА}, \quad (19)$$

$$P_M = 76,0 \cdot 1,3 = 98,8 \text{ кВт}, \quad (20)$$

$$S_M = \sqrt{98,8^2 + 53,2^2} \approx 112,2 \text{ кВА}. \quad (21)$$

Гальванический участок

$$P_H = 35 \text{ кВт}, K_H = 0,7$$

$$P = 35 \cdot 0,7 = 24,5 \text{ кВт}, \quad (22)$$

$$\cos\varphi = 0,84 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,65,$$

$$Q = 24,5 \cdot 0,65 = 15,9 \text{ кВАр}, \quad (23)$$

$$S = \sqrt{24,5^2 + 15,9^2} \approx 29,2 \text{ кВА}, \quad (24)$$

$$P_M = 24,5 \cdot 1,3 = 31,9 \text{ кВт}, \quad (25)$$

$$S_M = \sqrt{31,9^2 + 15,9^2} \approx 35,6 \text{ кВА}. \quad (26)$$

Компрессорная станция

$$P_H = 80 \text{ кВт}, K_H = 0,7$$

$$P = 80 \cdot 0,7 = 56,0 \text{ кВт}, \quad (27)$$

$$\cos\varphi = 0,84 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,65,$$

$$Q = 56,0 \cdot 0,65 = 36,4 \text{ кВАр}, \quad (28)$$

$$S = \sqrt{56^2 + 36,4^2} \approx 66,8 \text{ кВА}, \quad (29)$$

$$P_M = 56,0 \cdot 1,3 = 72,8 \text{ кВт}, \quad (30)$$

$$S_M = \sqrt{72,8^2 + 36,4^2} \approx 81,4 \text{ кВА}. \quad (31)$$

Линия покраски и сушки

$$P_H = 60 \text{ кВт}, K_H = 0,7$$

$$P = 60 \cdot 0,7 = 42,0 \text{ кВт}, \quad (32)$$

$$\cos\varphi = 0,84 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,65,$$

$$Q = 42,0 \cdot 0,65 = 27,3 \text{ кВАр}, \quad (33)$$

$$S = \sqrt{42^2 + 27,3^2} \approx 50,1 \text{ кВА}, \quad (34)$$

$$P_M = 42,0 \cdot 1,3 = 54,6 \text{ кВт}, \quad (35)$$

$$S_M = \sqrt{54,6^2 + 27,3^2} \approx 61,0 \text{ кВА}. \quad (36)$$

Линия плазменной и лазерной резки

$$P_H = 85 \text{ кВт}, K_H = 0,75$$

$$P = 85 \cdot 0,75 = 63,8 \text{ кВт}, \quad (37)$$

$$\cos\varphi = 0,82 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,70,$$

$$Q = 63,8 \cdot 0,70 = 44,7 \text{ кВАр}, \quad (38)$$

$$S = \sqrt{63,8^2 + 44,7^2} \approx 77,9 \text{ кВА}, \quad (39)$$

$$P_M = 63,8 \cdot 1,3 = 82,9 \text{ кВт}, \quad (40)$$

$$S_M = \sqrt{82,9^2 + 44,7^2} \approx 94,2 \text{ кВА}. \quad (41)$$

Секция ШМА2 (электроприемники II категории)

Вентиляция и вытяжка

Номинальная мощность: $P_H = 45$ кВт;

Количество: $n = 1$;

Коэффициент использования: $K_{и} = 0,6$;

Активная мощность:

$$P = 45 \cdot 1 \cdot 0,6 = 27,0 \text{ кВт}, \quad (42)$$

$$\cos\varphi = 0,86 \rightarrow \operatorname{tg}\varphi = \frac{\sqrt{1 - 0,86^2}}{0,86} \approx 0,60. \quad (43)$$

Реактивная мощность:

$$Q = 27,0 \cdot 0,60 = 16,2 \text{ кВАр} \quad (44)$$

Полная мощность:

$$S = \sqrt{27,0^2 + 16,2^2} \approx 31,5 \text{ кВА} \quad (45)$$

Максимальная активная мощность:

$$P_M = 27,0 \cdot 1,3 = 35,1 \text{ кВт} \quad (46)$$

Полная мощность с учётом спроса:

$$S_M = \sqrt{35,1^2 + 16,2^2} \approx 38,7 \text{ кВА} \quad (47)$$

Административно-бытовой корпус

$$P_H = 18 \text{ кВт}, K_{и} = 0,5$$

$$P = 18 \cdot 0,5 = 9,0 \text{ кВт}, \quad (48)$$

$$\cos\varphi = 0,86 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,60,$$

$$Q = 9,0 \cdot 0,60 = 5,4 \text{ кВАр}, \quad (49)$$

$$S = \sqrt{9^2 + 5,4^2} \approx 10,5 \text{ кВА}, \quad (50)$$

$$P_M = 9,0 \cdot 1,3 = 11,7 \text{ кВт}, \quad (51)$$

$$S_M = \sqrt{11,7^2 + 5,4^2} \approx 12,9 \text{ кВА}. \quad (52)$$

Складские и вспомогательные помещения

$$P_H = 12 \text{ кВт}, K_H = 0,5$$

$$P = 12 \cdot 0,5 = 6,0 \text{ кВт}, \quad (53)$$

$$\cos\varphi = 0,86 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi \approx 0,60,$$

$$Q = 6,0 \cdot 0,60 = 3,6 \text{ кВАр}, \quad (54)$$

$$S = \sqrt{6^2 + 3,6^2} \approx 7,0 \text{ кВА}, \quad (55)$$

$$P_M = 6,0 \cdot 1,3 = 7,8 \text{ кВт}, \quad (56)$$

$$S_M = \sqrt{7,8^2 + 3,6^2} \approx 8,6 \text{ кВА}. \quad (57)$$

Секция ЩО (освещение)

Площадь помещения: $A = 1000 \text{ м}^2$

Удельная мощность освещения: $p = 0,005 \text{ кВт/м}^2$

Активная мощность: $P = 0,005 \cdot 1000 = 5,0 \text{ кВт}$

$\operatorname{tg}\varphi = 0,60, Q = 5,0 \cdot 0,60 = 3,0 \text{ кВАр}$

$$S = \sqrt{5^2 + 3^2} \approx 5,8 \text{ кВА}, \quad (58)$$

$$P_M = 5,0 \cdot 1,1 = 5,5 \text{ кВт}, \quad (59)$$

$$S_M = \sqrt{5,5^2 + 3^2} \approx 6,3 \text{ кВА}. \quad (60)$$

Общие итоги по цеху

Активная расчётная мощность:

$$P_{\text{итого}} = P_{\text{ШМА1}} + P_{\text{ШМА1}} + P_{\text{ЩО}} = 708,8 + 42,0 + 5,0 = 755,8 \text{ кВт} \quad (61)$$

Реактивная мощность:

$$Q_{\text{итого}} = Q_{\text{ШМА1}} + Q_{\text{ШМА1}} + Q_{\text{ЩО}} = 498,9 + 25,2 + 3,0 = 527,1 \text{ кВАр} \quad (62)$$

Полная мощность:

$$S_{\text{итого}} = \sqrt{Q_{\text{итого}}^2 + P_{\text{итого}}^2} = \sqrt{527,1^2 + 755,8^2} \approx 920,3 \text{ кВА} \quad (63)$$

Максимальная активная мощность:

$$P_{\text{м.итого}} = P_{\text{ШМА1.м}} + P_{\text{ШМА1.м}} + P_{\text{ЩО.м}} = 921,5 + 54,6 + 5,5 = 981,6 \text{ кВт} \quad (64)$$

Максимальная полная мощность:

$$S_{\text{м.итого}} = \sqrt{981,6^2 + 527,1^2} \approx 1120,9 \text{ кВА} \quad (65)$$

Результаты расчётов по секции ШМА1 сведены в таблицу 4, по секции ШМА2 – в таблицу 5, секция освещения в таблицу 6, и таблица 7 - сводная таблица по РУ.

Таблица 4 - Итоги расчета нагрузок по секциям. Секция ШМА1 (I категория)

Наименование оборудования	P_n , кВт	n	$K_{и}$	$P_{см}$, кВт	$tg\phi$	$Q_{см}$, кВАр	$S_{см}$, кВА	P_m , кВт	C_m , кВА
Заготовительный цех	145	1	0,8	116,0	0,70	81,2	141,6	150,8	171,3
Механический цех	190	1	0,8	152,0	0,70	106,4	185,5	197,6	224,4
Сварочно-сборочный участок	210	1	0,8 5	178,5	0,75	133,9	223,1	232,1	268,0
Термический участок	95	1	0,8	76,0	0,70	53,2	92,8	98,8	112,2
Гальванический участок	35	1	0,7	24,5	0,65	15,9	29,2	31,9	35,6
Компрессорная станция	80	1	0,7	56,0	0,65	36,4	66,8	72,8	1,4
Линия покраски и сушки	60	1	0,7	42,0	0,65	27,3	50,1	54,6	1,0
Линия плазменной и лазерной резки	85	1	0,7 5	63,8	0,70	44,7	77,9	82,9	4,2
Итого	-	-	-	708,8	-	498,9	865,5	921,5	1054,4

Таблица 5 - Итоги расчета нагрузок по секциям. Секция ШМА2 (II категория)

Наименование оборудования	P_n , кВт	n	$K_{и}$	$P_{см}$, кВт	$tg\phi$	$Q_{см}$, кВАр	$S_{см}$, кВА	P_m , кВт	C_m , кВА
Вентиляция и вытяжка	45	1	0,6	27,0	0,60	16,2	31,5	35,1	38,7
Административно-бытовой корпус	18	1	0,5	9,0	0,60	5,4	10,5	11,7	12,9
Складские и вспомогательные помещения	12	1	0,5	6,0	0,60	3,6	7,0	7,8	8,6
Итого	-	-	-	42,0	-	25,2	49,0	54,6	60,2

Таблица 6 - Секция ЩО (освещение)

Наименование нагрузки	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, кВАр	$S_{см}$, кВА	P_M , кВт	C_M , кВА
Освещение	5,0	3,0	5,8	5,5	6,3

Таблица 7 - Сводная таблица по РУ

Наименование РУ	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, кВАр	$S_{см}$, кВА	P_M , кВт	C_M , кВА
ШМА1	708,8	498,9	865,5	921,5	1054,4
ШМА2	42,0	25,2	49,0	54,6	60,2
ЩО	5,0	3,0	5,8	5,5	6,3
Итого	755,8	527,1	920,3	981,6	1120,9

В результате выполненного расчёта определены значения активной, реактивной и полной мощности для всех электроприёмников предприятия. Электроприёмники были распределены по секциям ШМА1, ШМА2 и ЩО в соответствии с их категорией надёжности.

Общая расчётная активная мощность составила 755,8 кВт, реактивная - 527,1 кВАр, полная - 920,3 кВА. С учётом коэффициента спроса, максимальная активная мощность достигла 981,6 кВт, а полная - 1120,9 кВА.

Полученные значения будут использоваться для проверки трансформаторов, расчёта электрических сетей и определения параметров оборудования, для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения предприятия.

Проведённый расчёт подтверждает необходимость модернизации существующей системы электроснабжения и является основой для дальнейшего технического проектирования.

2.3 Проверка трансформатора ТДН-4000/35/6

Одним из ключевых этапов проектирования системы электроснабжения является проверка соответствия трансформатора расчётной нагрузке. В данном проекте рассматривается трансформатор ТДН-4000/35/6 с номинальной мощностью 4000 кВА. Проверка проводится по методике, регламентированной ГОСТ 14209–85, с учётом:

- суточного графика нагрузки,
- эквивалентного коэффициента нагрузки,
- пикового коэффициента загрузки,
- допустимых режимов эксплуатации.

Построим суточный график. «Значение и продолжительность допустимых нагрузок и перегрузок трансформаторов, а также расчетный износ витковой изоляции обмоток при аварийных перегрузках следует определять для прямоугольных двухступенчатых или многоступенчатых графиков нагрузки, в которые необходимо преобразовать исходные графики нагрузки» [2].

Пиковая нагрузка предприятия составляет $S = 1120,9$ кВА

Исходя из стандартного ступенчатого распределения, определим нагрузку в течение суток в таблице 8 и на рисунке 3:

Таблица 8 - Суточный график

Время	Уровень, %	Мощность, кВА
00:00–02:00	20	224,18
02:00–04:00	40	448,36
04:00–08:00	60	672,54
08:00–10:00	80	896,72
10:00–14:00	100	1120,90
14:00–16:00	80	896,72
16:00–20:00	60	672,54
20:00–22:00	40	448,36
22:00–00:00	20	224,18

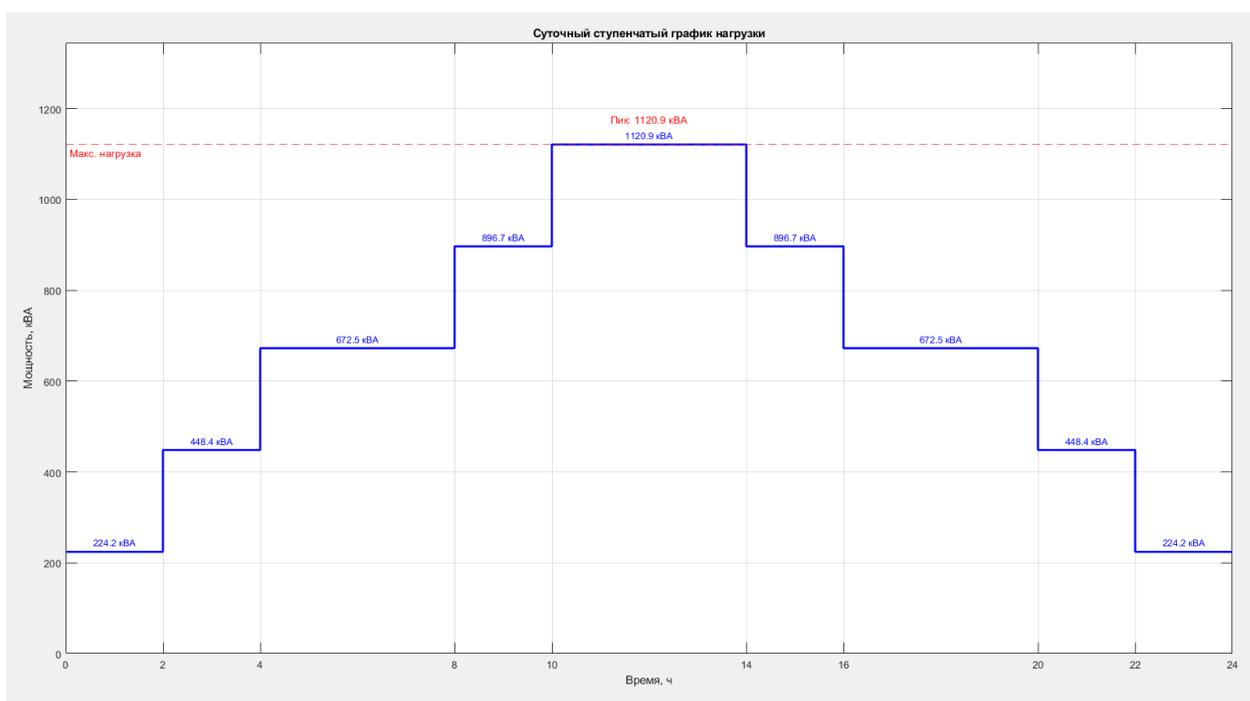


Рисунок 3 - Суточный ступенчатый график нагрузки

Определение эквивалентного коэффициента нагрузки (K_1)

Для расчёта эквивалентной нагрузки по отношению к номинальной мощности трансформатора воспользуемся формулой:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i} \quad (66)$$

где $S_{\text{НОМ}} = 4000$ кВА - номинальная мощность трансформатора;

$T = 24$ ч - продолжительность суток,

S_i - мощность на i -м участке,

Δt_i - продолжительность участка.

Рассчитаем сумму:

$$\sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i \approx 9\,610\,918,1 \text{ кВА}^2 \cdot \text{ч} \quad (67)$$

Тогда:

$$K_1 = \frac{1}{4000} \cdot \sqrt{\frac{9\,610\,918,1}{24}} = \frac{1}{4000} \cdot \sqrt{400454,9} \approx 0,158 \quad (68)$$

Пиковый коэффициент нагрузки (K_2)

$$K^2 = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{1120,9}{4000} \approx 0,280 \quad (69)$$

«Нагрузка трансформатора свыше его номинальной мощности допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора.» [2]

По таблицам допустимых нагрузок ГОСТ 14209-85 проведем проверку:

- для $K_1 = 0,158$ допустимая перегрузка может превышать 1,4-1,5;
- наш $K_2 = 0,280$ - менее 30% от номинальной мощности;

- максимальная нагрузка длится 4 часа (10:00-14:00), что допустимо по температурному графику;
- все значения значительно ниже допустимого уровня.

Вывод по разделу 2. По результатам анализа:

- максимальная нагрузка составляет всего 28,0% от номинальной;
- эквивалентная средняя нагрузка - 15,8%;
- работа трансформатора ТДН-4000/35/6 абсолютно безопасна при любых режимах [7];
- имеется значительный запас мощности для расширения предприятия;
- выбранный трансформатор обеспечивает высокую надёжность, соответствует требованиям ПУЭ и ГОСТ 14209-85.

Трансформатор ТДН-4000/35/6 полностью подходит для рассматриваемой системы электроснабжения [7].

3 Расчёт токов короткого замыкания

Одной из важнейших задач при проектировании и модернизации систем электроснабжения является расчёт токов короткого замыкания (КЗ). Эти токи возникают при аварийных режимах, когда происходит замыкание фаз между собой или на землю. Правильный расчёт токов КЗ необходим для:

- выбора и проверки коммутационной аппаратуры;
- проверки кабелей и шинопроводов на термическую и электродинамическую устойчивость;
- обеспечения селективности защит;
- определения допустимого уровня перегрузки оборудования.

Для расчёта токов КЗ используется упрощённая однолинейная схема, в которой представлены основные элементы цепи: система, воздушная линия электропередачи (ВЛ) и трансформатор. Расчёт ведётся в двух характерных точках - на стороне высокого напряжения (К1) и на стороне низкого напряжения (К2). Упрощённая схема и соответствующая схема замещения представлены на рисунке 4.

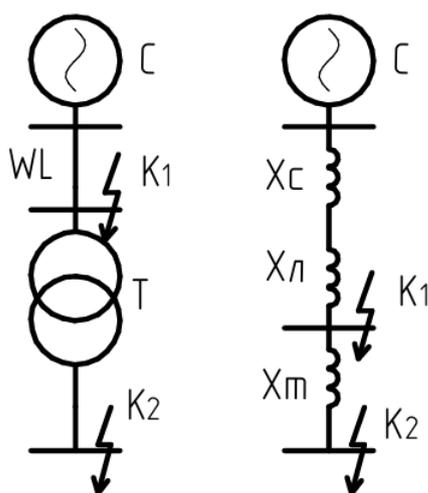


Рисунок 4 - Упрощенная схема для расчёта токов короткого замыкания

Для выполнения расчёта приняты следующие исходные параметры, приведённые в таблице 9:

Таблица 9 - Исходные данные для расчёта токов КЗ

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Мощность системы	S_{\square}	1600 МВА
Длина ВЛ	l	19 км
Удельное сопротивление ВЛ	$x_{уд}$	0,4 Ом/км
Базисная мощность	S_e	1000 МВА
Базисное напряжение на стороне ВН	$U_e(ВН)$	35 кВ
Базисное напряжение на стороне НН	$U_e(НН)$	6 кВ

Для расчёта используется трансформатор ТДН-40000/35/6, имеющий следующие характеристики (таблица 10):

Таблица 10 - Паспортные данные трансформатора ТДН-40000/35/6

Параметр	Обозначение	Значение
Номинальная мощность	$S_{ном}$	40 МВА
Номинальное напряжение ВН	$U_{вн}$	35 кВ
Номинальное напряжение НН	$U_{нн}$	6 кВ
Напряжение КЗ	U_k	10%
Потери короткого замыкания	ΔP_k	160 кВт
Потери холостого хода	ΔP_{xx}	22 кВт
Ток холостого хода	I_{xx}	0,8%
Активное сопротивление	R_T	0,65 Ом
Реактивное сопротивление	X_T	5,25 Ом
Реактивные потери холостого хода	ΔQ_k	310 кВАр

Сопротивление системы:

$$x_{6c} = \frac{S_6}{S_K} = \frac{1000}{1600} = 0,625 \text{ о. е.} \quad (70)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{6,вл} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 19 \frac{1000}{35^2} = 6,204 \text{ о. е.} \quad (71)$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{6,T} = \frac{U_{к.в. \%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.Т}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,5 \text{ о. е.} \quad (72)$$

Расчёт токов короткого замыкания в точке К₁ (сторона ВН)

Резльтирующее сопротивление:

$$x_{*рез(6)} = x_{*6,c} + x_{*6,л} = 0,625 + 6,204 = 6,829 \text{ о. е.} \quad (73)$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16,50 \text{ кА} \quad (74)$$

Ток КЗ:

$$I_{п} = \frac{E_{*6}}{x_{*рез(6)}} \cdot I_6 = \frac{1}{6,829} \cdot 16,50 = 2,42 \text{ кА} \quad (75)$$

Ударный ток (при куд = 1,6):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,42 \cdot 1,6 = 5,49 \text{ кА} \quad (76)$$

Расчёт токов короткого замыкания в точке К₂ (сторона НН)

Результирующее сопротивление:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,т} = 0,625 + 6,204 + 2,5 = 9,329 \text{ о. е.} \quad (77)$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 96,23 \text{ кА} \quad (78)$$

Ток КЗ:

$$I_{п} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{9,329} \cdot 96,329 = 10,31 \text{ кА} \quad (79)$$

Ударный ток (при $k_{уд} = 1,8$):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,31 \cdot 1,8 = 26,27 \text{ кА} \quad (80)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	$I_{п}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1 (35 кВ)	2,42	5,49
К2 (6 кВ)	10,31	26,27

Вывод по разделу 3. В рамках проведённого расчёта определены действующие значения токов трёхфазного короткого замыкания и соответствующие ударные токи в двух характерных точках схемы: на стороне высокого напряжения (K1) и на стороне низкого напряжения (K2).

На стороне 35 кВ (точка K1) ток короткого замыкания составил 2,42 кА, ударный ток - 5,49 кА. На стороне 6 кВ (точка K2) значения выше: $I_{\square} = 10,31$ кА, $i_{уд} = 26,27$ кА.

Полученные значения токов КЗ не превышают допустимых пределов, установленных ГОСТ 14209-85, и находятся в пределах термической и электродинамической стойкости оборудования [30]. Это означает, что в случае возникновения аварийных режимов (коротких замыканий), используемые в проекте трансформаторы и оборудование сохраняют свою работоспособность без риска выхода из строя.

Таким образом, выбор трансформатора ТДН-40000/35/6 является технически обоснованным и обеспечивает надёжную и безопасную работу электроснабжения при различных эксплуатационных условиях, включая аварийные.

4 Выбор электрических аппаратов

Выбор электрических аппаратов высокого напряжения является важным этапом проектирования подстанции, поскольку напрямую влияет на безопасность, надёжность и долговечность всей электроэнергетической системы. В данном разделе производится выбор и проверка выключателя и разъединителя, устанавливаемых на стороне 35 кВ подстанции. Цель - обеспечить соответствие характеристик оборудования действующим нагрузкам, токам короткого замыкания, а также требованиям нормативной документации.

В процессе модернизации системы электроснабжения принято решение заменить устаревшие масляные выключатели ВК-35 и разъединители РНДЗ-35/1000 на современные элегазовые и воздушные аппараты: выключатель ВГТ-35/1000 и разъединитель РГ-35/1000. Данные устройства обладают высокой коммутационной способностью, повышенной стойкостью к токам короткого замыкания и соответствуют современным требованиям ПУЭ и ГОСТ.

4.1 Выбор элегазового выключателя ВГТ-35/1000

Элегазовый выключатель используется для отключения токов нагрузки и токов короткого замыкания. Современные элегазовые аппараты отличаются высокой надёжностью, малым временем отключения и отсутствием необходимости в обслуживании в течение длительного срока эксплуатации. [14] В таблице 12 предоставлены паспортные данные выключателя.

Таблица 12 - Паспортные данные выключателя ВГТ-35/1000:

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	35 кВ
Номинальный ток	1000 А
Номинальный ток отключения	25 кА
Предельный сквозной ток	62,5 кА
Время отключения	0,06 с
Время включения	0,05 с
Термическая стойкость	25 кА ² ·3 с

Проверка по параметрам:

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{НОМ}} = U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ} \quad (81)$$

Расчёт рабочего тока:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1054,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 17,38 \text{ А}, \quad (82)$$

$$I_{\text{раб}} = 17,38 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}. \quad (83)$$

Отключающая способность:

на симметричный ток отключения $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$

$$I_{n,\tau} = 2,526 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 25 \text{ кА} \quad (84)$$

Апериодическая составляющая:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,526 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,02}} \approx 0,108 \text{ кА}, \quad (85)$$

$$i_{a.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100}\right) \cdot 25 = 14,14 \text{ кА}, \quad (86)$$

$$i_{a,\tau} = 0,108 \text{ кА} < i_{a.ном} = 14,14 \text{ кА}. \quad (87)$$

где $i_{a,\tau}$ - номинальное допустимое значение апериодической

Включающая способность:

$$i_{уд} = 5,744 \text{ кА} < i_{вкл.ном} = 62,5 \text{ кА} \quad (88)$$

Сквозной ток (электродинамическая стойкость):

$$i_{уд} = 5,744 \text{ кА} < i_{нр.с} = 62,5 \text{ кА} \quad (89)$$

Тепловая стойкость (импульс):

$$B_k = 2,526^2 \cdot (0,09 + 0,02) \approx 0,702 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}, \quad (90)$$

$$B_{квкл} = 25^2 \cdot 10^6 \cdot 0,09 = 5,625 \cdot 10^7 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \quad (91)$$

В таблице 13 проведём проверку.

Таблица 13 - Проверка выключателя ВГТ-35/1000:

Проверяемый параметр	Расчётное значение	Каталожное значение	Условие
$U_{ном}$	35 кВ	35 кВ	$35 = 35 \rightarrow$ выполняется
$I_{раб}$	17,38 А	1000 А	$17,38 < 1000$
$I_{п.о}$	2,526 кА	25 кА	$2,526 < 25$
$i_{a,\tau}$	0,108 кА	14,14 кА	$0,108 < 14,14$
$i_{уд}$	5,744 кА	62,5 кА	$5,744 < 62,5$
B_k	$0,702 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$5,625 \cdot 10^7 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$0,702 < 5,625$

Вывод: элегазовый выключатель ВГТ-35/1000 по всем техническим параметрам подходит для использования на подстанции 35 кВ, обеспечивая требуемую коммутационную способность и стойкость.

4.2 Выбор разъединителя РГ-35/1000

«Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо, например, при выводе оборудования в ремонт в целях безопасного производства работ.

Разъединители не имеют дугогасительных устройств и поэтому предназначаются, главным образом, для включения и отключения электрических цепей при отсутствии тока нагрузки и находящихся только под напряжением или даже без напряжения.» [11]

Он не предназначен для отключения рабочих токов, но должен выдерживать короткие замыкания. В таблице 14 приведены паспортные данные рассматриваемого разъединителя.

Таблица 14 - Паспортные данные разъединителя РГ-35/1000:

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	35 кВ
Номинальный ток	1000 А
Электродинамическая стойкость	50 кА
Термическая стойкость	25 кА ² ·3 с

Проверка:

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ} \quad (92)$$

Рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1054,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 17,38 \text{ A}, \quad (93)$$

$$I_{\text{раб}} = 17,38 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A}. \quad (94)$$

Электродинамическая стойкость:

$$i_{\text{уд}} = 5,744 \text{ кА} < i_{\text{нр.с}} = 50 \text{ кА} \quad (95)$$

Тепловая стойкость:

$$B_k = 0,702 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} < 5,625 \cdot 10^7 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \quad (96)$$

Сведём результаты проверки в таблицу 15.

Таблица 15 - Проверка разъединителя РГ-35/1000:

Проверяемый параметр	Расчётное значение	Каталожное значение	Условие
$U_{\text{ном}}$	35 кВ	35 кВ	$35 = 35 \rightarrow$ выполняется
$I_{\text{раб}}$	17,38 А	1000 А	$17,38 < 1000$
$i_{\text{уд}}$	5,744 кА	50 кА	$5,744 < 50$
B_k	$0,702 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$5,625 \cdot 10^7 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$0,702 < 5,625$

Вывод: разъединитель РГ-35/1000 по всем проверяемым параметрам соответствует требованиям и подходит для установки в составе распределительного устройства на стороне 35 кВ [12].

Вывод по разделу 4. В ходе проведённого анализа условий эксплуатации, расчётов токов нагрузки и короткого замыкания, а также

сравнительной оценки характеристик оборудования, были выбраны следующие электрические аппараты для модернизации распределительного устройства на стороне 35 кВ:

- элегазовый выключатель ВГТ-35/1000 - оптимален по всем параметрам, включая токи отключения, включения, тепловую и динамическую стойкость;
- воздушный разъединитель РГ-35/1000 - полностью соответствует требованиям по номинальным и предельным токам, а также обеспечивает надёжное разделение цепей.

Таким образом, оба аппарата обеспечивают безопасную и надёжную эксплуатацию оборудования подстанции 35 кВ и соответствуют техническим условиям и перспективам развития предприятия. Комплексное применение выключателя ВГТ-35/1000 и разъединителя РГ-35/1000 позволяет сформировать модернизированную, надёжную и безопасную структуру на стороне 35 кВ, отвечающую современным стандартам электроэнергетики.

5 Релейная защита и автоматика силового трансформатора

«Устройства микропроцессорной защиты семейства «Сириус-Т» предназначены для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора, включая трансформаторы с расщеплённой обмоткой НН» [3]. В рассматриваемом проекте используются терминалы этой линейки, такие как «Сириус-ТЗ» (дифференциальная защита), «Сириус-2-РН» (регулирование напряжения) и другие, входящие в состав шкафа ШЭРА-ТТ-40016 [19]. Для организации комплексной защиты силового трансформатора ТДН-4000/35/6 на ПС «Нефтемаш» выбран шкаф релейной защиты и автоматики ШЭРА-ТТ-40016, обеспечивающий базовый комплект функций для работы с трансформаторами напряжением до 35 кВ. Данный шкаф содержит устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) - Сириус-2-РН, которое применяется для автоматического регулирования выходного напряжения трансформатора [23]. Выбранный шкаф обладает четырьмя комплектами микропроцессорных терминалов:



Рисунок 5 – Внешний вид «Сириус-2-РН»

Комплект регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой построен на базе Устройства «Сириус-2-РН», внешний вид которого приведен на рисунке 5.

«Основные функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданном диапазоне с коррекцией уровня напряжения по току нагрузки;
- управление электроприводами РПН в импульсном и непрерывном режимах;
- контроль положения РПН и вывод текущей ступени на внешний индикатор;
- контроль исправности приводов РПН;
- одновременный контроль двух систем шин;
- оперативное переключение регулирования с одной системы шин на другую;
- оперативное изменение напряжения поддержания;
- блокировка регулирования при перегрузке по току, при пониженном и повышенном напряжении, при повышенном напряжении нулевой или обратной последовательности, а также по входным - сигналам и при неисправности электропривода РПН;
- наличие режима ручного управления электроприводом РПН.» [13]

Комплект резервных защит трансформатора и АУВ стороны ВН построен на базе устройства «Сириус-УВ»

«Основные функции:

- трехступенчатая трехфазная направленная МТЗ со стороны ВН с независимой выдержкой времени с комбинированным пуском по напряжению от стороны СН и/или НН и блокировкой по содержанию второй гармоники в фазных токах для защиты от ложных срабатываний при броске тока намагничивания (БНТ) силового трансформатора;
- четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю с независимой выдержкой времени (ТЗНП) и блокировкой по содержанию второй гармоники в токе нулевой последовательности для защиты от ложных срабатываний при БНТ силового трансформатора;

- газовая защита трансформатора и РПН (прием сигналов от второй группы контактов газовых реле с действием на отключение или сигнализацию);
- автоматическое ускорение МТЗ и ТЗНП при включении;
- защита от обрыва фаз (ЗОФ) и несимметричного режима по току обратной последовательности с независимой выдержкой времени;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от появления в первичной сети напряжения нулевой последовательности;
- автоматика управления выключателем (АУВ) с трехфазным или пофазным приводом, с двумя электромагнитами отключения управление выключателем стороны ВН;
- контроль исправности цепей включения и отключения выключателя;
- защита электромагнитов включения и отключения от длительного протекания тока;
- защита от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);
- двухступенчатая защита от снижения давления элегаза (воздуха) в выключателе с действием на сигнал и на ускоренное срабатывание схемы (устройство резервирования при отказе выключателя) УРОВ при попытке отключения от одной из защит.
- одно или двукратное АПВ;
- контроль напряжения и/или синхронизма при командном включении или АПВ (только для комплекта БПВА.468263.102-02);
- УРОВ с автоматической проверкой исправности выключателя или с дублированным пуском от защит;
- контроль цепей трансформатора напряжения (ТН);

- контроль сопротивления изоляции цепей газовых защит с переводом действия газовых защит на сигнализацию при снижении сопротивления изоляции.» [20]

Комплект защиты и автоматики трансформаторного ввода 6-35 кВ построен на базе устройства «Сириус-2-В»

«Основные функции:

- трехступенчатая МТЗ (направленная токовая отсечка с независимой выдержкой времени и две ступени токовой защиты направленная и ненаправленная с шестью времятоковыми зависимыми характеристиками срабатывания) с комбинированным пуском по напряжению;
- автоматическое ускорение МТЗ;
- защита от обрыва фаз (ЗОФ);
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- автоматика управления выключателем ввода 6-35 кВ с возможностью адаптации схемы управления под любой тип выключателя, в т.ч. с двумя электромагнитами отключения;
- контроль исправности цепей включения и отключения выключателя;
- УРОВ;
- однократное АПВ;
- контроль напряжения и/или синхронизма при командном включении или АПВ (только для комплекта БПВА.468263.103-02);
- устройство аварийного включения резерва (АВР);
- автоматическое восстановление нормального режима (АВНР) после АВР.» [17]

Комплект основных защит трансформатора для схемы ОРУ «мостик» выполнен на основе терминала «Сириус-ТЗ».

«Основные функции:

- дифференциальная токовая защита (ДЗТ) трехобмоточного трансформатора (дифференциальная токовая отсечка и дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);
- газовая защита (прием сигналов от первой группы контактов газовых реле с действием на отключение через промежуточные реле);
- двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) со стороны ВН с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон СН (НН1) и НН (НН2) и блокировкой по второй гармонике дифференциального тока от бросков тока намагничивания;
- МТЗ стороны СН (НН1) с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны СН;
- МТЗ стороны НН (НН2) с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны НН;
- защита от перегрузки по каждой стороне;
- прием технологических сигналов от трансформатора;
- управление схемой обдува трансформатора как по току нагрузки, так и по сигналам датчиков температуры;
- блокировка РПН по току нагрузки;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- контроль небаланса в плечах ДЗТ;
- контроль сопротивления изоляции в цепях газовых защит трансформатора и РПН.» [18]

5.1 Расчет общих уставок

Определим значения первичных токов сторон защищаемого силового трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.ПЕРВ ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СР}}} = \frac{4000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} \approx 66,1 \text{ А}, \quad (97)$$

$$I_{\text{НОМ.ПЕРВ НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СР}}} = \frac{4000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} \approx 384,9 \text{ А} \quad (98)$$

где $U_{\text{НОМ.СР}}$ - номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН, либо напряжение при среднем значении оптимального диапазона регулирования РПН.

Коэффициенты трансформации трансформатора тока для ВН и НН стороны рассчитываются по указанным выражениям:

$$KI_{\text{ВН}} = \frac{100}{5} = 20, \quad (99)$$

$$KI_{\text{НН}} = \frac{400}{5} = 80 \quad (100)$$

где K_I - коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны.

Вторичные номинальные токи сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора, определяются по следующим выражениям:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ПЕРВ ВН}} \cdot k_{\text{СХ}}}{KI_{\text{ВН}}} = \frac{66,1 \cdot 1}{20} \approx 3,305 \text{ А}, \quad (101)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ПЕРВ НН}} \cdot k_{\text{СХ}}}{KI_{\text{НН}}} = \frac{384,9 \cdot 1}{80} = 4,811 \text{ А}. \quad (102)$$

Принимаем значения уставок для $I_{\text{баз ВН}} = 3,3$ и $I_{\text{баз НН}} = 4,8$. Данные базисные токи попадают в допустимый диапазон выравнивания (5 - 10) А.

Полученные результаты занесем в таблицу 16.

Таблица 16 - Расчет уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ.ПЕРВ\ ВН}$	66,1	384,9
Коэффициент трансформации трансформатора тока	KI	20 / 5	80 / 5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y, D	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ.ВТОР\ ВН}$	3,3	4,8
Принятые значения уставок	«Iбаз ВН» «Iбаз НН» диапазон уставок: (20 – 25) А	3,3	4,8
Группа соединения измерительных ТТ	-	0	0
Группа соединения цифровых ТТ	-	11	0
Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы)	«Группа ТТ ВН» «Группа ТТ НН» диапазон значений: (0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11)	11	0

5.2 Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Значение $I_{д1}/I_{баз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$\frac{I_{диф}}{I_{баз}} = K_{отс} \cdot I_{НБ РАСЧ} \quad (103)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{НБ РАСЧ}$ - относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{НБ РАСЧ} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28 \text{ о. е.} \quad (104)$$

где $K_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,05 для 5Р, 0,1 для 10Р;

$\Delta f_{ДОБАВ}$ - относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями.

Согласно условию проверки принимаем $I_{диф}/I_{баз} = 0,4$.

Расчет коэффициента снижения тормозного тока выполняется по следующей формуле:

$$K_{\text{СН.Т}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}}}{I_{\text{СКВ}}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ РАСЧ}}} = \sqrt{1 - 0,28} = 0,85 \quad (105)$$

«Коэффициент торможения $K_{\text{ТОРМ}}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах». [3] Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{\text{ТОРМ}} \geq \frac{100I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{ТОРМ}}} = 100K_{\text{ОТС}} \cdot \frac{I_{\text{НБ РАСЧ}}}{\sqrt{1 - I_{\text{НБ РАСЧ}}}} = 100 \cdot 1,2 \frac{0,28}{0,849} = 39,598 \quad (105)$$

Принимаем значение уставки коэффициента торможения 40%, поскольку диапазон уставки составляет от 10 до 100%.

Для второй точки излома ($I_{\text{T2}}/I_{\text{НОМ}}$) выбираем значение 2,0 поскольку это является рекомендуемым диапазоном уставки (1,0 - 2,0) $I_{\text{НОМ}}$. А также в обязательном порядке необходимо выбрать уставки по второй ($I_{\text{ДГ2}}/I_{\text{ДГ1}}$) и пятой ($I_{\text{ДГ5}}/I_{\text{ДГ1}}$) гармонике. Для второй числовое значение равняется 0,15 в диапазоне (0,06 - 0,2), а для пятой - 0,30 (0,1 - 0,5).

Расчет уставок занесем в таблицу 17.

Таблица 17 - Расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в о.е)	$I_{НБ\text{ РАСЧ}}$	0,28
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1}/I_{баз} \geq K_{отс} I_{НБ\text{ РАСЧ}}$	0,336
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{д1}/I_{баз}$ » диапазон уставки: (0,3 – 1,0) $I_{баз}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{снт}$	0,85
Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{торм}$	39,6
Принятое значение уставки коэффициента торможения	« $K_{торм\text{ чувс. \%}}$ » диапазон уставки (10 – 100) %	40
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{т2}/I_{ном}$ » диапазон уставки (1,0 – 2,0) $I_{ном}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	« $I_{д2}/I_{ном}$ » диапазон уставки (0,06 – 0,20)	0,15
Принятое значение уставки блокировки по пятой гармонике	« $I_{д5}/I_{ном}$ » диапазон уставки (0,10 – 0,50)	0,3

5.3 Расчет уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)

Для расчета установок токовой отсечки ДЗТ - 1 необходимо произвести отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН силового двухобмоточного трансформатора. Соответственно, необходимо выполнить два условия:

отстроить от тока при БНТ; отстроить от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

Для обеспечения отстройки от БНТ необходимо выполнение условия:

$$\frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{БАЗ}}} \geq 6 \quad (106)$$

Приведем внешний ток КЗ к НН стороне, а также переведем его в именованные единицы:

$$I_{\text{КЗ ВНЕШ МАКС}} = I_{\text{КЗ ВНЕШ НН}} \cdot 10^3 \frac{10}{110} = 3,487 \cdot 10^3 \frac{10}{110} = 317,013 \text{ А} \quad (107)$$

Соотнесем рассчитанный ток КЗ к стороне к минимальному току трансформатора:

$$I_{\text{КЗ ВНЕШ МАКС}}^* = \frac{I_{\text{КЗ НН}}}{I_{\text{НОМ.ПЕРВ ВН}}} = \frac{317,013}{384,9} = 0,824 \text{ о. е.} \quad (108)$$

Рассчитаем ток небаланса при внешнем КЗ:

$$\begin{aligned} I_{\text{НБ}} &= K_{\text{отс}}(K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ}}) \cdot I_{\text{КЗ ВНЕШ МАКС}} = \\ &= 1,5(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04) \cdot 0,824 = 0,681 \text{ А} \end{aligned} \quad (109)$$

Уставку срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ принимаем равную 6, так как условие $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{БАЗ}} \geq 6$ выполняется.

Расчет уставок ДЗТ-1 запишем в таблицу 18.

Таблица 18 - Расчет уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне НН, А	$I_{КЗ \text{ ВНЕШ МАКС}}$	317,013
Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к номинальному току трансформатора (в о.е.)	$I_{КЗ \text{ ВНЕШ МАКС}}^*$	0,824
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ, А	$I_{НБ}$	0,681
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	6,0
Принятое значение уставки	« $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки (4,00 – 30,0) $I_{\text{БАЗ}}$	6,0

5.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок: $I_{\text{д}}/I_{\text{баз}} = 0,1$; $T, \text{с} = 10$

На рисунке 6 показана тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора.

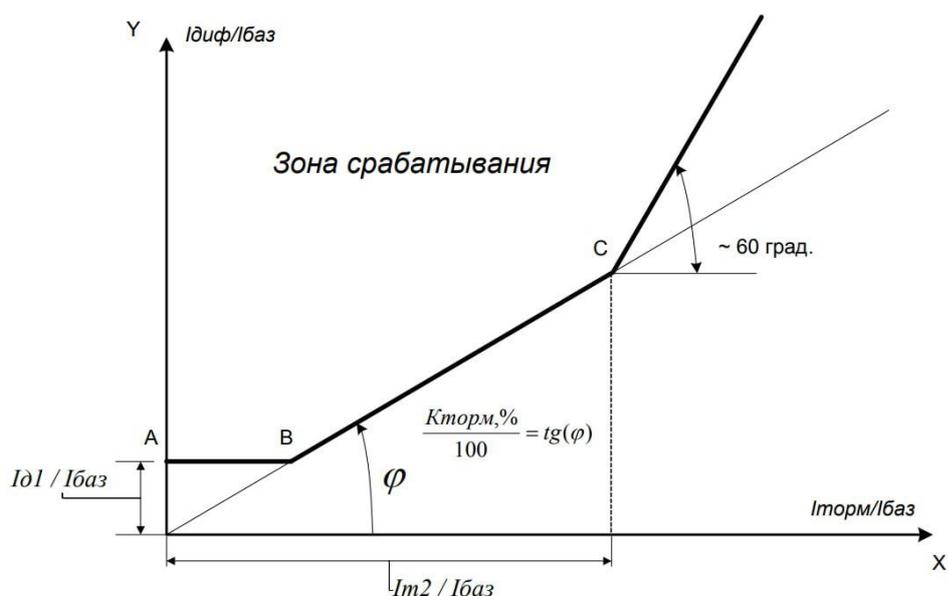


Рисунок 6 - Тормозная характеристика ступени ДЗТ – 2.

Вывод по разделу. В данном разделе была рассмотрена схема релейной защиты силового трансформатора ТДН-4000/35/6 с применением шкафа ШЭРА-ТТ-40016 и микропроцессорного терминала Сириус-2-РН [1]. Выполнены расчёты уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2), дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1) и сигнализации небаланса (ДЗТ-3). Все расчёты произведены по нормативной методике и отражены в таблицах 11–13.

Расчёты подтверждают, что выбранное релейное оборудование обеспечивает надёжную селективную защиту силового трансформатора при всех типовых аварийных режимах. Уставки выбраны с достаточным запасом, обеспечивая как чувствительность к внутренним повреждениям, так и устойчивость к броскам тока намагничивания и внешним КЗ. Следовательно, трансформатор будет защищён при возникновении всех предусмотренных аварийных ситуаций.

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы проведён комплексный анализ системы релейной защиты подстанции предприятия «Нефтемаш» и ее модернизация с переходом на современные микропроцессорные устройства. Основной целью проекта являлось повышение надёжности и эффективности функционирования подстанции за счёт замены устаревших электрических аппаратов и внедрения актуальных решений в области релейной защиты и автоматики.

Был проведен подробный анализ существующего состояния подстанции, выявлены устаревшие элементы оборудования, включая масляный выключатель ВК-35/1000 и разъединитель РДНЗ-35/1000. Анализ электрических нагрузок предприятия позволил определить реальные потребности в мощности и оценить соответствие действующих трансформаторов предъявляемым требованиям.

Были рассчитаны токи короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения. Проверена электродинамическая и термическая стойкость оборудования при возникновении аварийных режимов.

В рамках модернизации подобраны новые электрические аппараты, элегазовый выключатель ВГТ-35/1000 и воздушный разъединитель РГ-35/1000. Их параметры соответствуют условиям работы на стороне 35 кВ и обеспечивают надёжное функционирование подстанции в различных ситуациях.

Также выбран шкаф релейной защиты и автоматики ШЭРА-ТТ-40016, включающий серию микропроцессорных терминалов Сириус-2-РН, что позволяет реализовать комплексную защиту трансформатора и повысить общую отказоустойчивость системы.

Расчёты уставок защит (ДЗТ-1, ДЗТ-2, ДЗТ-3) выполнены в соответствии с действующими нормами и методиками. Полученные значения

обеспечивают устойчивость системы к ложным срабатываниям и высокую чувствительность при повреждениях внутри зоны защиты.

Данные решения могут быть использованы для внедрения на действующей подстанции завода «Нефтемаш» и аналогичных объектах. Предложенная модернизация позволяет существенно повысить надёжность работы оборудования, обеспечить его защиту при авариях и сократить время простоя при нештатных ситуациях.

Таким образом, предложенное решение по модернизации релейной защиты трансформатора не только отвечает текущим эксплуатационным требованиям не только решает текущие задачи по надёжному электроснабжению, но и формирует основу для дальнейшего внедрения цифровых технологий в энергосистему завода.

Список используемой литературы и используемых источников

1. АО «Релейная защита и автоматика». Устройства защиты трансформаторов 6-220 кВ: Сириус-Т. URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-zashchity-transformatorov-6-220-kv/sirius-t.php> (дата обращения: 16.03.2025)
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). М.: Стандартиформ, 2009. 37 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-14209-85> (дата обращения: 11.05.2025).
3. ЗАО «РАДИУС Автоматика». Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» (версии 3.00 и новее) [Электронный ресурс]. URL: <https://s.siteapi.org/14956361ff1a9ce.ru/docs/b484ba057e0f7cee3d0d78bae991fd8f45a989b9.pdf> (дата обращения: 17.03.2025).
4. Министерство энергетики СССР. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения [Электронный ресурс] Введено в действие 01.01.1982. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200060669> (дата обращения: 19.01.2025).
5. Мясников А. П., Беляев И. Н. «Цифровая подстанция: принципы построения и опыт внедрения». Электрические станции. 2021. №10.
6. Немировский А. Е., Сергиевская И. Ю., Крепышева Л. Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]. М.: Инфра-Инженерия, 2018. 148 с. URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/989739> (дата обращения: 23.02.2025).
7. Новые Технологии. ТДН-4000/35/6 Трансформатор маслонаполненный трехфазный двухобмоточный. Официальный сайт. URL: <https://transelektro.nt-rt.ru/price/product/305119?ysclid=mc20xrp26f860082972> (дата обращения: 12.03.2025).

8. ООО «Уралмаш НГО Холдинг». Официальный сайт. URL: <https://www.uralmash-ngo.com/> (дата обращения: 09.03.2025)
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2024. 187 с. URL: <https://znanium.ru/catalog/document?id=448352&pid=944357> (дата обращения: 19.04.2025)
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс] Электротехпром. URL: <https://etp-perm.ru/el/pue> (дата обращения: 17.02.2025)
11. Разъединители. Отделители. Короткозамыкатели. Выключатели нагрузки. Плавкие предохранители [Электронный ресурс] // Gigavat.com. URL: https://www.gigavat.com/razediniteli_otdeliteli_predohraniteli.php (дата обращения: 05.03.2025)
12. Разъединитель РГ 35/1000 УХЛ1 [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». URL: <https://zeto.ru/wp-content/uploads/2021/11/RG35-500-1.pdf> (дата обращения: 18.06.2025)
13. Устройство регулирования напряжения трансформатора «Сириус-2-РН» [Электронный ресурс] // АО «РАДИУС Автоматика». URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-zashchity-transformatorov-6-220-kv/sirius-rn.php> (дата обращения: 29.03.2025)
14. Электрощит. Каталог электроаппаратов [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/b22/Katalog-Elektroapparaty.pdf> (дата обращения: 17.02.2025). (дата обращения: 03.03.2025)
15. Чебоксарский электроаппаратный завод. Реле максимального тока РТ-40. Официальный сайт. URL: <https://www.cheaz.ru/products/rpd/electromechanical/c-relay/rt-40-140.html> (дата обращения: 18.05.2025)
16. Чебоксарский электроаппаратный завод. Реле напряжения переменного тока РН-53. Официальный сайт. URL: <https://www.cheaz.ru/products/rpd/electromechanical/v-relay/rn-53.html?ysclid=mc21a5pwj7466520838> (дата обращения: 20.05.2025)

17. Шкаф защит двухобмоточного трансформатора и АУВ сторон ВН/НН «ШЭРА-Т-30010» [Электронный ресурс] // АО «РАДИУС Автоматика». URL: <https://www.rza.ru/catalog/rza-silovykh-transformatorov-i-avtotransformatorov/shera-t-30010.php> (дата обращения: 07.04.2025)

18. Шкаф основных защит трёхобмоточного трансформатора и автоматики ввода 6–35 кВ «ШЭРА-ДЗТТ-ВВ-3002» [Электронный ресурс] // АО «РАДИУС Автоматика». URL: <https://www.rza.ru/catalog/rza-silovykh-transformatorov-i-avtotransformatorov/shera-dztt-vv-3002.php> (дата обращения: 10.04.2025)

19. Шкаф релейной защиты и автоматики «ШЭРА-ТТ-40016» [Электронный ресурс] // НПФ «Механотроника». URL: <https://mekhanotronika.ru/products/shera-tt-40016> (дата обращения: 16.05.2025)

20. Шкаф резервных защит и АУВ высоковольтной стороны трансформатора «ШЭРА-РЗТ-1004» [Электронный ресурс] // АО «РАДИУС Автоматика URL: <https://www.rza.ru/catalog/rza-silovykh-transformatorov-i-avtotransformatorov/shera-rzt-1004.php> (дата обращения: 05.04.2025)

21. ABB. Automatic Transfer Switching. Solutions Overview [Text] / ABB Electrification [Электронный ресурс]. URL: https://library.e.abb.com/public/eea63222f9cf4d3385bf029f32a29fd2/QT13_9CN D00000001818.pdf (дата обращения: 14.01.2025).

22. Blackburn J. L., Domin T. J. Protective Relaying: Principles and Applications. 4th ed. Boca Raton: CRC Press, 2015. 695 p.

23. Elmore W. A. Protective Relaying: Theory and Applications [Электронный ресурс]. New York: Marcel Dekker, 2003. 564 p. URL: <https://archive.org/details/protectiverelayi0000unse> (дата обращения: 14.03.2025).

24. Naruna, K., Katende, J. Development of a Microprocessor-Based Protective Relay for Power Transformers // International Journal of Engineering Research and Technology. 2024. Vol. 13, No. 2. P. 88–94.

25. Horowitz S. H., Phadke A. G. Power System Relaying. 4th ed. Hoboken: Wiley, 2014. 416 p.