

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 Реконструкция релейной защиты трансформаторной подстанции ПАО  
«ТольяттиАзот» с применением цифровых устройств

Обучающийся

О.И. Калинин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

канд. тех. наук, доцент, С.В. Шаповалов

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

Консультант

канд. пед. наук., доцент, А.В. Егорова

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

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции трансформаторной подстанции путем замены электромеханических реле на микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики.

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью модернизации устаревших систем релейной защиты и автоматики на объектах электроэнергетики. Применение микропроцессорных устройств позволяет повысить надежность, точность и быстродействие систем защиты, а также упростить обслуживание и эксплуатацию оборудования.

В работе рассматриваются основные принципы работы микропроцессорных устройств, их функциональные возможности и преимущества по сравнению с электромеханическими реле. Проводится анализ существующей схемы релейной защиты трансформаторной подстанции и разрабатывается проект ее реконструкции с использованием микропроцессорных устройств.

Особое внимание уделяется вопросам выбора оборудования, расчету установок срабатывания защит, а также разработке схемных решений и монтажу нового оборудования. Рассматриваются вопросы обеспечения электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств с другими элементами системы.

Результатом работы является разработанный проект реконструкции трансформаторной подстанции, включающий в себя замену электромеханических реле на микропроцессорные устройства, что позволит повысить надежность и эффективность работы системы релейной защиты и автоматики.

## **Abstract**

The final qualifying work is devoted to the reconstruction of a transformer substation by replacing electromechanical relays with microprocessor-based relay protection and automation devices.

The relevance of this work is due to the need to modernize outdated relay protection and automation systems at electric power facilities. The use of microprocessor devices makes it possible to increase the reliability, accuracy and speed of protection systems, as well as to simplify the maintenance and operation of equipment.

The paper discusses the basic principles of operation of microprocessor devices, their functionality and advantages compared to electromechanical relays. An analysis of the existing relay protection scheme of a transformer substation is being carried out and a project for its reconstruction using microprocessor devices is being developed.

Particular attention is paid to the selection of equipment, calculation of protection trip settings, as well as the development of circuit solutions and installation of new equipment. The issues of ensuring electromagnetic compatibility of microprocessor devices with other elements of the system are considered.

The result of the work is a developed project for the reconstruction of a transformer substation, which includes the replacement of electromechanical relays with microprocessor devices, which will increase the reliability and efficiency of the relay protection and automation system.

## Содержание

Введение.....	5
1 Объект исследования - главная понизительная подстанция ГПП-2 «ТоАЗ» 110/6 кВ .....	7
1.1 Общие сведения о подстанции и характеристики .....	7
1.2 Системы управления и автоматики.....	8
1.3 Режимы работы .....	13
2 Исходные и расчетные данные для выбора оборудования 6 кВ .....	15
2.1 Величина токов короткого замыкания.....	15
2.2 Расчетные данные для выбора и проверки оборудования 6 кВ .....	15
3 Выбор трансформаторов тока.....	19
3.1 Общие положения по выбору трансформаторов тока.....	19
3.2 Выбор и проверка трансформаторов тока в ячейках ЗРУ 6 кВ.....	20
3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ .....	22
3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов.....	23
3.5 Выбор и проверка трансформаторов тока отходящих линий установленных в шкафах КРУ .....	25
4 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ.....	29
4.1 Общие положения по выбору трансформаторов напряжения .....	29
4.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ .....	29
4.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения на секциях шин ЗРУ 6 кВ .....	31
5 Микропроцессорные терминалы .....	33
Заключение .....	38
Список используемой литературы .....	40

## Введение

Актуальность темы: «Реконструкция релейной защиты трансформаторной подстанции ПАО «ТольяттиАзот» с применением цифровых технологий» обусловлена несколькими ключевыми факторами:

- современные производственные процессы требуют повышенной надежности электроснабжения, что невозможно без совершенствования систем релейной защиты.
- цифровизация позволяет улучшить точность и скорость реакции системы защиты, а также обеспечивает лучшую интеграцию с другими системами управления.
- применение цифровых технологий может снизить затраты на обслуживание и ремонт за счет упрощения диагностики и увеличения интервалов между профилактическими работами.
- цифровые системы релейной защиты могут обеспечить более высокий уровень безопасности для персонала и оборудования за счет точного контроля и предотвращения аварийных ситуаций.
- реконструкция позволит подстанции соответствовать актуальным нормативным требованиям и стандартам в области электроэнергетики.

Цель работы: повышение точности и быстродействия систем релейной защиты и автоматики.

Задачи работы:

- изучение теоретических основ релейной защиты и анализ современных цифровых технологий в этой области.
- анализ текущего состояния системы релейной защиты на трансформаторной подстанции ПАО «ТольяттиАзот».
- выявление проблем и недостатков существующей системы защиты, которые могут быть устранены с помощью цифровых технологий.

- разработка технического задания на реконструкцию, включая выбор оборудования и технологий.
- проектирование схем и алгоритмов работы новой системы релейной защиты.
- расчет экономической эффективности предлагаемого проекта реконструкции.
- оценка влияния реконструкции на безопасность работы персонала и экологические аспекты.
- подготовка предложений по дальнейшему развитию и совершенствованию системы релейной защиты.
- эти задачи направлены на комплексное решение проблемы, начиная от теоретического обоснования и заканчивая практической реализацией проекта реконструкции.

Объект исследования по теме «Реконструкция релейной защиты трансформаторной подстанции ПАО «ТольяттиАзот» с применением цифровых технологий» – это трансформаторная главная подстанция ПАО «ТольяттиАзот», которая является ключевым элементом в системе электроснабжения предприятия.

# **1 Объект исследования - главная понизительная подстанция ГПП-2 «ТоАЗ» 110/6 кВ**

## **1.1 Общие сведения о подстанции и характеристики**

Главная понизительная подстанция ГПП-2 «ТоАЗ» 110/6 кВ является одной из важных составляющих инфраструктуры предприятия ПАО «ТольяттиАзот». Она предназначена для преобразования электрического напряжения с высокого уровня в низкий, что позволяет обеспечить энергоснабжение производственных участков и вспомогательных объектов.

Местоположение. ГПП-2 расположена на территории одного из крупнейших химических предприятий России – ПАО «ТольяттиАзот», что обеспечивает близость к основным производственным мощностям и гарантирует надежное электроснабжение.

История создания. Подстанция была построена в соответствии с потребностями предприятия в электроэнергии, чтобы обеспечить стабильное электроснабжение для расширяющегося производства.

Значимость для производственного процесса. ГПП-2 играет важную роль в обеспечении стабильной работы всех участков ПАО «ТольяттиАзот», преобразуя высоковольтное напряжение в низковольтное, необходимое для работы оборудования. Её роль неопределима для обеспечения непрерывности и эффективности производственных процессов.

Эта подстанция не только обеспечивает электроэнергией производственные участки, но и влияет на экономическую эффективность и безопасность работы предприятия. Реконструкция и модернизация ГПП-2 с использованием цифровых технологий позволит повысить эти показатели, а также снизить риски, связанные с авариями и отказами оборудования.

Основные характеристики и функции ГПП-2:

– напряжение 110/6 кВ;

- мощность достаточная для передачи электроэнергии необходимой мощности для работы оборудования на предприятии;
- релейная защита, устаревшая и требующая замены;
- автоматизация – возможность интеграции с системами автоматического управления и мониторинга;
- безопасность соответствует современным требованиям безопасности и надежности.

Внедрение цифровых технологий в реконструкцию релейной защиты приведет к повышению надежности и безопасности работы подстанции, оптимизации процессов управления энергопотреблением, а также улучшению экономических показателей. Это позволит снизить потери электроэнергии, повысить эффективность эксплуатации оборудования и обеспечит более быстрое реагирование на изменения в сети. Таким образом, время простоя в случае нештатных ситуаций будет минимизировано.

## **1.2 Системы управления и автоматики**

Системы управления и автоматики главной понижающей подстанции ГПП-2 «ТоАЗ» играют ключевую роль в обеспечении надежности и эффективности ее работы. Ниже приведено описание основных компонентов данных систем:

- «современная АСУ ТП часто входит в состав интегрированной системы управления производством. Интегрированные системы управления производством строятся по иерархическому принципу и включают в себя (рисунок 1)» [13];
- программное обеспечение: «SCADA-системы (Supervisory Control and Data Acquisition): Эти системы предоставляют операторам возможность мониторинга и управления процессами подстанции в реальном времени. SCADA-системы собирают данные с различных датчиков и устройств,



позволяя операторам анализировать работу оборудования и быстро реагировать на изменения» [19].

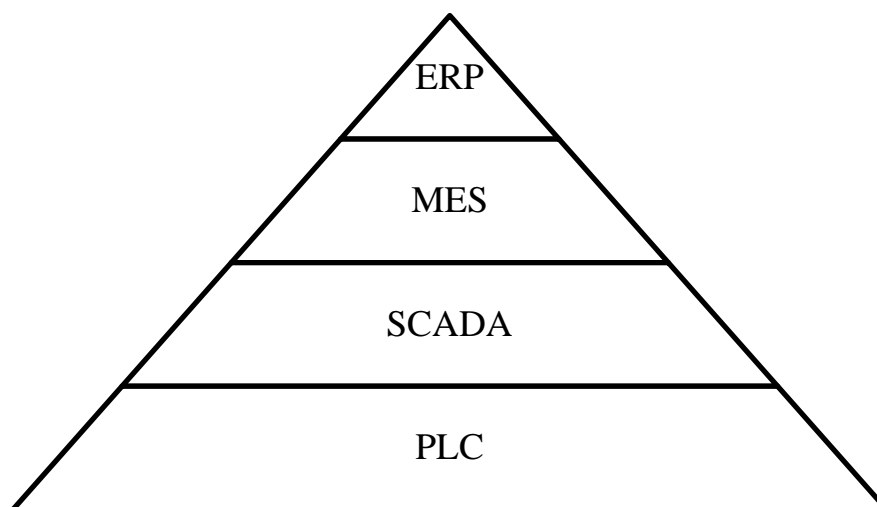


Рисунок 1 – Интегрированные системы управления производством

«Программное обеспечение (ПО) уровня 3 представлено SCADA системами. Термин SCADA обычно относится к централизованным системам контроля и управления всей системой или комплексами систем, осуществляемого с участием человека» [7].

«SCADA-системы реализуют все основные функции визуализации измеряемой и контролируемой информации, передачи данных и команд системе контроля и управления. Данные системы являются основным и в настоящее время наиболее перспективным методом автоматизированного управления технологическими процессами в различных областях. На принципах диспетчерского управления строятся автоматизированные системы управления в промышленности, энергетике, транспорте и отраслях.

SCADA-системы позволяют разрабатывать АСУТП на клиент-серверной или в распределённой архитектуре и реализовывать следующие основные функции [1]:

- сбор текущей информации от ПЛК или других приборов и устройств связи с объектом (УСО), связанных непосредственно или через сеть с

пультом оператора (в том числе с использованием протоколов DDE, OPC и др.);

- первичная (вычислительная и/или логическая) обработка измерительной информации;
- архивирование, хранение и дальнейшая обработка информации;
- представление текущей и архивной информации на дисплее (в виде динамизированных мнемосхем, гистограмм, анимационных изображений, таблиц, графиков, трендов, выделение аварийных ситуаций и т.д.);
- отображение и запись аварийных и предаварийных ситуаций;
- печать отчётов и протоколов различной формы;
- ввод и передача команд оператора в контроллеры и другие устройства системы;
- регистрация всех действий оператора;
- защита от несанкционированного доступа и предоставление различных прав пользователям во время работы с системой;
- регистрация всех ошибок и событий внутри системы управления (аппаратные тревоги, ошибки работы сети и т.д.);
- реализация прикладных программ пользователя и их взаимосвязь с текущей измеряемой информацией и управленческими решениями;
- обеспечение информационных связей с серверами и другими рабочими станциями через разные сетевые структуры;
- обеспечение связи с внешними приложениями (СУБД, электронные таблицы, текстовые процессоры и т.д.)» [12].

«Использование SCADA-систем позволяет существенно повысить эффективность производственного процесса за счёт:

- более точного ведения технологического процесса, стабилизации качества продукции и уменьшения процента брака;

- уменьшения действий оператора, с целью концентрации его внимания на выработке более эффективных решений по управлению процессом;
- программного контроля правильности выработки команд дистанционного управления и, следовательно, минимизации количества ошибок, допускаемых операторами;
- автоматического выявления и оповещения об аварийных и предаварийных ситуациях;
- предоставления полной необходимой информации персоналу в виде различных отчётов;
- анализа факторов, влияющих на качество готовой продукции» [12].

«Автоматизированные системы управления технологическими процессами (САУ ТП) интегрируются с SCADA с целью автоматизации повседневных операций и улучшения точности управления процессами.» [6].

Подсистемы, следующие:

- «драйверы или серверы ввода-вывода (СВВ) данных, обеспечивающие связь SCADA с ПЛК, АЦП и другими устройствами ввода/вывода информации;
- система реального времени, позволяющая выполнять приложения с распределёнными приоритетами;
- HMI;
- база данных реального времени, обеспечивающая хранение информации о процессе в режиме реального времени;
- система логического управления, обеспечивающая исполнение пользовательских программ в SCADA-системе;
- система управления тревогами, обеспечивающая автоматический контроль технологических событий, а также обработку событий оператором или компьютером;
- генератор отчётов, обеспечивающий создание пользовательских отчётов о технологических событиях;

- редактор для разработки человеко-машинного интерфейса;
- редактор для разработки пользовательских программ;
- внешние интерфейсы обмена данными между SCADA и другими приложениями (OPC, DDE, ODBC, DLL и т.д.)» [12].

Аппаратные средства и автоматизация. Современные цифровые устройства релейной защиты надежно защищают от коротких замыканий, перегрузок и других аварийных ситуаций.

Контроллеры и Программируемые Логические Контроллеры (ПЛК) являются незаменимыми инструментами для автоматизации процессов на подстанции. Они способны выполнять разнообразные задачи, включая управление выключателями и трансформаторами, после соответствующей программирования.

«Интеграция и коммуникации. Сетевое оборудование играет важную роль в связи и взаимодействии различных компонентов системы управления. Оно обеспечивает возможность удаленного мониторинга и управления, что повышает эффективность работы и обеспечивает оперативное реагирование на изменения в системе» [8].

Интерфейсы человек-машина (HMI) позволяют операторам взаимодействовать с системой через интуитивно понятные графические интерфейсы, отображающие информацию о состоянии подстанции. Эти системы в совокупности обеспечивают высокий уровень автоматизации и контроля, что позволяет ГПП-2 эффективно функционировать и гибко адаптироваться к изменениям в производственных процессах ПАО «ТольяттиАзот». Регулярное обновление программного обеспечения и аппаратных средств является важным элементом поддержания высоких стандартов безопасности и надежности.

### 1.3 Режимы работы

Режимы работы трансформаторной подстанции ГПП-2 на ПАО «ТольяттиАзот» включают в себя основные и аварийные сценарии, каждый из которых имеет свои характеристики и потенциальные причины возникновения.

Режимы работы электростанции:

- нормальный режим - стандартный режим работы, при котором все системы функционируют надлежащим образом, обеспечивая непрерывное электроснабжение производственных мощностей;
- режим повышенной нагрузки - в периоды пикового потребления электроэнергии подстанция может функционировать с увеличенной нагрузкой, требуя особого внимания к состоянию оборудования и систем управления;
- аварийные режимы работы: короткое замыкание – одна из наиболее распространенных причин аварий, которая может привести к мгновенному отключению подстанции для защиты оборудования и предотвращения дальнейших повреждений;
- перегрузка и отказ оборудования могут привести к автоматическому отключению частей оборудования для предотвращения перегрева и выхода из строя;
- неполадки в работе ключевых компонентов подстанции, таких как трансформаторы или выключатели, могут потребовать аварийного отключения и проведения ремонтных работ.

«Частота аварийных ситуаций зависит от множества факторов, включая качество и состояние оборудования, регулярность проведения технического обслуживания, а также квалификацию и опыт персонала. Причины аварий могут включать в себя следующие» [11].

Факторы, влияющие на надежность подстанции, включают в себя технический износ, внешние воздействия и ошибки операторов. Технический

износ оборудования со временем может привести к его отказу. Внешние воздействия, такие как молнии или сильный ветер, могут повредить внешние элементы подстанции. Человеческий фактор также может играть роль в возникновении аварийных ситуаций. Для минимизации рисков и обеспечения надежности подстанции, необходимо проводить плановое техническое обслуживание, регулярно обновлять программное обеспечение и аппаратные средства, а также обучать персонал для повышения его квалификации и компетенций.

Вывод по разделу. Таким образом, ГПП-2 имеет главное значение для эффективности и надежности производственного процесса на «ТольяттиАзот». Планы по модернизации и расширению подстанции, включая применение цифровых технологий, позволят повысить ее работоспособность и адаптировать к будущим вызовам в энергетической отрасли.

## 2 Исходные и расчетные данные для выбора оборудования 6 кВ

### 2.1 Величина токов короткого замыкания

Для выбора и проверки оборудования в качестве расчетных значений принимаем токи короткого замыкания в максимальном режиме, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Значения токов короткого замыкания на шинах ЗРУ 6 кВ ГПП-2

Место КЗ	Трехфазное КЗ, А	Двухфазное КЗ, А
1 с.ш. 6 кВ ГПП-2 (до реактора)	44563	20738
3 с.ш. 6 кВ ГПП-2 (до реактора)	44563	20738
– за реактором РБС-10-2×1000-0,22	13888	8280
– за реактором РБСД-10-2×1600-0,2	14798	8749
– за реактором РБД-10-2500-0,2	14798	8749
2 с.ш. 6 кВ ГПП-2 (до реактора)	44563	20738
4 с.ш. 6 кВ ГПП-2 (до реактора)	44563	20738
– за реактором РБС-10-2×1000-0,22	13888	8280
– за реактором РБСД-10-2×1600-0,2	14798	8749
– за реактором РБД-10-2500-0,2	14798	8749

Далее проведем расчет для оборудования ПС классом 6 кВ.

### 2.2 Расчетные данные для выбора и проверки оборудования 6 кВ

Для выбора и проверки трансформаторов тока по электродинамической и по термической стойкости определяем ударный ток короткого замыкания и значение полного теплового импульса короткого замыкания.

Для определения электродинамической и термической стойкости аппаратов в качестве расчетного вида следует принимать трехфазное короткое замыкание.

Согласно ПУЭ п. 1.4.7 на редактированных линиях в закрытых распределительных устройствах проводники и аппараты, расположенные до реактора и отделенные от питающих сборных шин (на ответвлениях от линий - от элементов основной цепи) разделяющими полками, перекрытиями и т. п., выбираются по току КЗ за реактором, если последний расположен в том же здании и соединение выполнено шинами. Шинные ответвления от сборных шин до разделяющих полок и проходные изоляторы в последних должны быть выбраны исходя из КЗ до реактора.

Ударный ток короткого замыкания определяется по формуле 1:

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \times I_{n0} \times k_y, \quad (1)$$

где  $I_{n0}$  – периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания, кА;

$k_y$  – ударный коэффициент, характеризующим превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей тока.

Ударный коэффициент, характеризующим превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей тока рассчитывается по формуле 2:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}, \quad (2)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. По ГОСТ Р 52736-2007 при коротком замыкании на присоединении вторичного напряжения подстанции и при коротком замыкании за линейным реактором на подстанции принимаем равным  $T_a = 0,06$  с.

«Значение полного теплового импульса короткого замыкания определяется по формуле 3:



$$B_{\text{красч}} = I_{n0}^2 \times (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (3)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения короткого замыкания, с.

Время отключения короткого замыкания определяется по формуле:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{во}}, \quad (4)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия основной релейной защиты;

$t_{\text{во}}$  – полное время отключения вышестоящего выключателя.» [10]

Расчетные данные для выбора и проверки оборудования сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные данные для выбора и проверки оборудования

Место КЗ	Ударный ток КЗ ( $i_{уд.}$ ), кА	Тепловой импульс КЗ ( $B_{\text{красч.}}$ ), кА <sup>2</sup> ·с
Ввод 6 кВ от 1Т (до выключателя 1В)	116,37	3792,99
1 с.ш. 6 кВ	116,37	476,61
Ввод 6 кВ от 1Т (до выключателя 3В)	116,37	3792,99
3 с.ш. 6 кВ	116,37	476,61
– за линейным реактором РБС-10-2×1000-0,22	36,26	37,61
– за линейным реактором РБСД-10-2×1600-0,2	38,64	42,7
– за линейным реактором РБД-10-2500-0,2	38,64	42,7
Ввод 6 кВ от 2Т (до выключателя 2В)	116,37	3792,99
2 с.ш. 6 кВ	116,37	476,61
Ввод 6 кВ от 2Т (до выключателя 4В)	116,37	3792,99
4 с.ш. 6 кВ	116,37	476,61
– за линейным реактором РБС-10-2×1000-0,22	36,26	37,61
– за линейным реактором РБСД-10-2×1600-0,2	38,64	42,7
– за линейным реактором РБД-10-2500-0,2	38,64	42,7

Можно отметить, что реконструкция релейной защиты трансформаторной подстанции ПАО «ТольяттиАзот» с использованием

цифровых технологий представляет собой важный шаг на пути к повышению эффективности и надежности электроснабжения предприятия. «Цифровизация процессов релейной защиты позволит не только улучшить точность и скорость реакции системы защиты, но и обеспечит более гибкое управление защитными механизмами, а также упростит интеграцию с другими цифровыми системами управления» [5]. Это, в свою очередь, способствует снижению затрат на обслуживание и минимизации рисков возникновения аварийных ситуаций.

Вывод по разделу. Таким образом, реконструкция с применением цифровых технологий является ключевым элементом стратегии повышения безопасности и эффективности работы энергетической инфраструктуры ПАО «ТольяттиАзот». Определив ударный ток короткого замыкания и значение полного теплового импульса короткого замыкания был произведен выбор и проверка трансформаторов тока по электродинамической и термической стойкости.

### 3 Выбор трансформаторов тока

#### 3.1 Общие положения по выбору трансформаторов тока

«Измерительные трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{Ном.}} \geq U_{\text{Ном.сети}}, \quad (5)$$

где  $U_{\text{Ном.}}$  – номинальное напряжение трансформатора тока, кВ;

$U_{\text{Ном.сети}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.» [10].

– «по номинальному первичному току:

$$I_{1 \text{ ном.}} \geq I_{\text{раб.макс.}}, \quad (6)$$

где  $I_{1 \text{ ном.}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{\text{раб.макс.}}$  – расчетный максимальный ток продолжительного режима, А.

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}, \quad (7)$$

где  $i_{\text{дин.}}$  – ударный ток короткого замыкания, кА.» [10].

– по термической стойкости:

$$B_{\text{кдоп}} \geq B_{\text{красч.}}, \quad (8)$$

где  $B_{\text{кдоп}}$  – допустимый тепловой импульс, кА<sup>2</sup>·с.

Допустимый тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{\text{кдоп}} = I_{\text{т.ст.}}^2 \times t_{\text{т.ст.}}, \quad (9)$$

где  $I_{\text{т.ст.}}$  – ток термической стойкости трансформатора тока, кА;

$t_{\text{т.ст.}}$  – время протекания тока термической стойкости.

### 3.2 Выбор и проверка трансформаторов тока в ячейках ЗРУ 6 кВ

К установке в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ намечаем трансформаторы тока шинные типа ТЛШ-10-1 УЗ и ТЛШ-10-6.1-3 УХЛ2.

Трансформатор тока ТЛШ-10-6.1-3 выполнен в климатическом исполнении УХЛ категории размещения 2 по ГОСТ 15150-69. Трансформатор тока ТЛШ-10-1 выполнен в климатическом исполнении. У категории размещения 3. Тип изоляции – литая.

Основные технические характеристики трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Технические характеристики трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ (исполнение № 1)

Наименование параметра	Значение параметра
Тип	ТЛШ-10-1 УЗ
Номинальное напряжение, кВ	10
Коэффициент трансформации	5000/5
Класс точности	0,5S/0,5/10P
Ток термической стойкости, кА	175
Время протекания тока термической стойкости, с	3

Таблица 4 – Технические характеристики трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ (исполнение № 2)

Наименование параметра	Значение параметра
Тип	ТЛШ-10-6.1-3 УХЛ2

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10
Коэффициент трансформации	5000/5
Класс точности	10P/10P/10P
Ток термической стойкости, кА	175
Время протекания тока термической стойкости, с	3

Трансформаторы тока выбираем по условиям 3-4. Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ приведены в таблицах 5 и 6.

Номинальный первичный ток проектируемых трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ принимается равным номинальному первичному току существующих трансформаторов тока.

По электродинамической стойкости шинные трансформаторы тока не проверяются.

Таблица 5 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ (исполнение № 1)

Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{Ном} = 10$ кВ	$\geq$	$U_{Ном.сети} = 6$ кВ
По рабочему току максимального режима	$I_{1Ном} = 5000$ А	$\geq$	$I_{1Ном.сущ.} = 5000$ А
Класс точности обмотки для учета	0,5S	$\geq$	0,5S
Класс точности обмотки для измерения	0,5	$\geq$	0,5
Класс точности обмоток для защиты	10P	$\geq$	10P
По термической стойкости	$B_{доп.} = I_{m.cm.}^2 \cdot t_{m.cm.}$ $= 175^2 \cdot 3 = 91875$ кА <sup>2</sup> ·с	$\geq$	$B_{красч} = 3792,99$ кА <sup>2</sup> ·с

Таблица 6 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ (исполнение № 2)

Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{Ном} = 10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{Ном.сети} = 6 \text{ кВ}$
По рабочему току максимального режима	$I_{Ном} = 5000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{Ном.сущ.} = 5000 \text{ А}$
Класс точности обмоток для защиты	10P/10P/10P	$\geq$	10P/10P/10P
По термической стойкости	$B_{доп.} = I_{m.cm.}^2 \cdot t_{m.cm.}$ $= 175^2 \cdot 3 = 91875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{красч} = 3792,99$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Ниже будет проводиться выбор оборудования для отдельных ячеек закрытого распределительного устройства.

### 3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ

К установке в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ намечаем трансформаторы тока 6 кВ шинные типа ТЛШ-10-6.1-3 УХЛ2.

Трансформатор тока выполнен в климатическом исполнении. У категории размещения 3 по ГОСТ 15150-69, тип изоляции – литая.

Основные технические характеристики трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ

Наименование параметра	Значение параметра
Тип	ТЛШ-10-6.1-3 УХЛ2
Номинальное напряжение, кВ	10
Коэффициент трансформации	5000/5
Класс точности	0,5/10P/10P
Ток термической стойкости, кА	175
Время протекания тока термической стойкости, с	3

Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ приведены в таблице 8.

Номинальный первичный ток проектируемых трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ принимается равным номинальному первичному току существующих трансформаторов тока.

«По электродинамической стойкости шинные трансформаторы тока не проверяются» [4].

Таблица 8 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ

Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{Ном} = 10$ кВ	$\geq$	$U_{Ном.сети} = 6$ кВ
По рабочему току максимального режима	$I_{IНом} = 5000$ А	$\geq$	$I_{IНом.сущ.} = 5000$ А
Класс точности обмотки для измерения	0,5	$\geq$	0,5
Класс точности обмоток для защиты	10P/10P	$\geq$	10P/10P
По термической стойкости	$B_{доп.} = I_{m.см.}^2 \cdot t_{m.см.}$ $= 175^2 \cdot 3 = 91875$ кА <sup>2</sup> ·с	$\geq$	$B_{красч} = 476,61$ кА <sup>2</sup> ·с

Ниже осуществим проверку кабелей отходящих линий по нагрузочному току.

### 3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов

К установке на отходящих линиях до токоограничивающих реакторов намечаем трансформаторы тока 6 кВ шинные типа ТЛШ-10 УЗ.

Трансформатор тока выполнен в климатическом исполнении. У категории размещения 3 по ГОСТ 15150-69, тип изоляции – литая.

Основные технические характеристики трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов

Наименование параметра	Значение параметра
Тип	ТЛШ-10 УЗ
Номинальное напряжение, кВ	10
Коэффициент трансформации	3000/5
Класс точности	10P/10P
Ток термической стойкости, кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости, с	3

Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов приведены в таблице 10.

«Номинальный первичный ток проектируемых трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов, принимается равным номинальному первичному току существующих трансформаторов тока» [3].

Таблица 10 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов

Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{Ном} = 10$ кВ	$\geq$	$U_{Ном.сети} = 6$ кВ
По рабочему току максимального режима	$I_{Ном} = 3000$ А	$\geq$	$I_{Ном.суц.} = 3000$ А
Класс точности обмоток для защиты	10P/10P	$\geq$	10P/10P
По термической стойкости	$B_{доп.} = I_{m.cm.}^2 \cdot t_{m.cm.} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2976,75$ кА <sup>2</sup> ·с	$\geq$	$B_{красч}$ (за РБСД 2х1000) = $= 37,61$ кА <sup>2</sup> ·с $B_{красч}$ (за РБСД 2х1600) = $= 42,7$ кА <sup>2</sup> ·с $B_{красч}$ (за РБД 2500) = $= 42,7$ кА <sup>2</sup> ·с



По электродинамической стойкости шинные трансформаторы тока не проверяются.

### 3.5 Выбор и проверка трансформаторов тока отходящих линий установленных в шкафах КРУ

К установке на отходящих линиях в шкафах КРУ намечаем трансформаторы тока 6 кВ шинные типа ТОЛ-10-ІМ-3 УХЛ2.

Трансформатор тока выполнен в климатическом исполнении УХЛ категории размещения 2 по ГОСТ 15150-69, тип изоляции – литая.

Основные технические характеристики трансформаторов тока отходящих линий установленных в шкафах КРУ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики трансформаторов тока отходящих линий установленных в шкафах КРУ

Наименование параметра		Значение параметра	
Тип		ТОЛ-10-ІМ-3 УХЛ2	
Номинальное напряжение, кВ		10	
Коэффициент трансформации	Яч. № 161, 162, 121, 461, 462	200-200-400/5	
	Яч. № 222	300-300-400/5	
	Яч. № 372, 331, 231, 232,	600/5	
	Яч. № 361, 362, 332, 122, 321, 221, 431, 432, 471, 472	1000/5	
	Яч. № 171, 172, 371, 251, 271, 272	1500/5	
	Яч. № 141, 421	2000/5	
Класс точности	Ктт	200-200-400/5	0,5S/0,5/10P
		300-300-400/5	0,5S/0,5/10P
		600/5	0,5S/0,5/10P
		1000/5	0,5S/0,5/10P
		1500/5	0,5S/0,5/10P
		2000/5	0,5S/0,5/10P
Ток термической стойкости, кА	Ктт	200-200-400/5	20
		300-300-400/5	31,5
		600/5	40
		1000/5	40

Продолжение таблицы 11

Наименование параметра			Значение параметра
Ток термической стойкости, кА	КгТ	1500/5	40
		2000/5	40
Наименование параметра			Значение параметра
Время протекания тока термической стойкости, с			3
Ток термической стойкости, кА	КгТ	200-200-400/5	51
Время протекания тока термической стойкости, с		300-300-400/5	81
Ток электродинамической стойкости, кА			

Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока отходящих линий установленных в шкафах КРУ приведены в таблице 12.

Номинальный первичный ток проектируемых трансформаторов тока отходящих линий установленных в шкафах КРУ принимается равным номинальному первичному току существующих трансформаторов тока кроме ячеек №121, 161, 162, 222, 461, 462. В данных ячейках увеличиваем коэффициент трансформации для обмотки защиты до 400/5 А по условию допустимой погрешности. В ячейках №121, 161, 162, 461, 462 увеличиваем коэффициент трансформации для обмоток учета и измерения до 200/5 А по условию электродинамической стойкости.

Таблица 12 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока отходящих линий установленных в шкафах КРУ

Критерий выбора		Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки		$U_{Ном} = 10$ кВ	$\geq$	$U_{Ном.сети} = 6$ кВ
По рабочему току максимального режима	Яч. № 161, 162, 121, 461, 462	$I_{Ном} = 200-200-400$ А	$\geq$	$I_{Ном.суц.} = 100$ А
	Яч. № 222	$I_{Ном} = 200-200-400$ А	$\geq$	$I_{Ном.суц.} = 150$ А
	Яч. № 372, 331, 231, 232,	$I_{Ном} = 300-300-400$ А	$\geq$	$I_{Ном.суц.} = 300$ А
По рабочему току максимального режима	Яч. № 361, 362, 332, 122, 321, 221, 431, 432, 471, 472	$I_{Ном} = 600$ А	$\geq$	$I_{Ном.суц.} = 600$ А

Продолжение таблицы 12

Критерий выбора		Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По рабочему току максимального режима	Яч. № 171, 172, 371, 251, 271, 272	$I_{I\text{Ном}} = 1000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{I\text{Ном.сущ.}} = 1000 \text{ А}$
	Яч. № 141, 421	$I_{I\text{Ном}} = 1500 \text{ А}$	$\geq$	$I_{I\text{Ном.сущ.}} = 1500 \text{ А}$
	Яч. № 161, 162, 121, 461, 462	$I_{I\text{Ном}} = 2000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{I\text{Ном.сущ.}} = 2000 \text{ А}$
Класс точности обмотки для учета		0,5S	$\geq$	0,5S
Класс точности обмотки для измерения		0,5	$\geq$	0,5
Класс точности обмоток для защиты		10P	$\geq$	10P
По электродинамической стойкости	200-200-400/5	$i_{\text{дин.}} = 51 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд. (за РБС 2x1000)}} = 36,26 \text{ кА}$
	300-300-400/5	$i_{\text{дин.}} = 81 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд. (за РБС 2x1000)}} = 36,26 \text{ кА}$
	600/5	$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд. (за РБС 2x1000)}} = 36,26 \text{ кА}$ $i_{\text{уд. (за РБСД 2x1600)}} = 38,64 \text{ кА}$
	1000/5	$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд. (за РБС 2x1000)}} = 36,26 \text{ кА}$ $i_{\text{уд. (за РБСД 2x1600)}} = 38,64 \text{ кА}$
	1500/5	$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд. (за РБСД 2x1600)}} = 38,64 \text{ кА}$ $i_{\text{уд. (за РБД 2500)}} = 38,64 \text{ кА}$
	2000/5	$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд. (за РБД 2500)}} = 38,64 \text{ кА}$
По термической стойкости	200-200-400/5	$B_{\text{доп.}} = I_{\text{м.см.}}^2 \cdot t_{\text{м.см.}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\text{красч (за РБСД 2x1000)}} = 37,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	300-300-400/5	$B_{\text{доп.}} = I_{\text{м.см.}}^2 \cdot t_{\text{м.см.}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\text{красч (за РБСД 2x1000)}} = 37,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	600/5	$B_{\text{доп.}} = I_{\text{м.см.}}^2 \cdot t_{\text{м.см.}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\text{красч (за РБСД 2x1000)}} = 37,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{\text{красч (за РБСД 2x1600)}} = 42,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	1000/5	$B_{\text{доп.}} = I_{\text{м.см.}}^2 \cdot t_{\text{м.см.}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\text{красч (за РБСД 2x1000)}} = 37,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{\text{красч (за РБСД 2x1600)}} = 42,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	1500/5	$B_{\text{доп.}} = I_{\text{м.см.}}^2 \cdot t_{\text{м.см.}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\text{красч (за РБСД 2x1600)}} = 42,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{\text{красч (за РБД 2500)}} = 42,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продолжение таблицы 12

Критерий выбора		Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По стойкости	термической 2000/5	Вдоп. = $I_{т.ст.2} \cdot t$ т.ст.= $402 \cdot 1 =$ = $1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	Вкрасч (за РБД 2500) = = $42,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформаторы тока, выбранные для проекта, обладают высокой степенью совместимости с цифровыми устройствами релейной защиты. Это позволяет обеспечить бесперебойную передачу данных и точное срабатывание защиты в случае возникновения нештатных ситуаций.

«Современные трансформаторы тока характеризуются высокой точностью измерений, что критически важно для корректной работы системы релейной защиты и предотвращения ложных срабатываний» [12].

Выбранные модели трансформаторов тока демонстрируют повышенную надежность в условиях эксплуатации на химическом производстве, что обеспечивает долгосрочную стабильность работы системы.

Внедрение цифровых трансформаторов тока позволяет сократить затраты на обслуживание и ремонт, уменьшает скорость срабатывания, а также уменьшает вероятность аварийных отключений, что ведет к оптимизации расходов предприятия.

«Цифровые технологии расширяют возможности мониторинга и управления трансформаторными подстанциями, делая процесс более прозрачным и контролируемым» [2].

Вывод по разделу. Таким образом, выбор трансформаторов тока, соответствующих требованиям цифровизации релейной защиты, является важным шагом в процессе модернизации трансформаторной подстанции ПАО «ТольяттиАзот». Это позволит повысить эффективность и надежность работы подстанции, а также обеспечить высокий уровень безопасности производственных процессов.

## 4 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ

### 4.1 Общие положения по выбору трансформаторов напряжения

Измерительный трансформатор напряжения выбирается по следующим условиям:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{Ном.}} \geq U_{\text{Ном.сети.}} \quad (10)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2 \text{ ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (11)$$

где  $S_{2 \text{ ном}}$  – номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\Sigma}$  – суммарная нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

### 4.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ

К установке в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ намечаем антирезонансную группу трансформаторов напряжения типа 3хЗНОЛ.06-6 0,5/0,5/3Р 6/ $\sqrt{3}$ -0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1/3.

Трансформатор напряжения выполнен в климатическом исполнении У категории размещения 3 по ГОСТ 15150-69, тип изоляции – литая.

Основные технические характеристики трансформаторов напряжения 6 кВ в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Основные технические характеристики трансформаторов напряжения 6 кВ в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ

Наименование параметра	Значение параметра
Тип	3хЗНОЛ.06-6
Класс напряжения, кВ	6
Номинальное фазное напряжение первичной обмотки, кВ	$6/\sqrt{3}$
Номинальное фазное напряжение первой основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальное фазное напряжение второй основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100/3
Класс точности первой основной вторичной обмотки	0,5
Класс точности второй основной вторичной обмотки	0,5
Класс точности дополнительной вторичной обмотки	3Р
Трехфазная мощность первой основной вторичной обмотки, В·А	75
Трехфазная мощность первой основной вторичной обмотки, В·А	75
Мощность нагрузки на выводах дополнительной вторичной обмотки, ВА	400

Условия выбора и проверки параметров трансформаторов напряжения в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов напряжения в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ

Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{Ном} = 6 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{Ном.сети} = 6 \text{ кВ}$
По требуемому классу точности	0,5/0,5/3Р	$\geq$	0,5/0,5/3Р
По нагрузке на первой основной вторичной обмотке	$S_{2\text{ ном}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$	$>$	$S_{2\Sigma} = 33,6 \text{ В}\cdot\text{А}$
По нагрузке на второй основной вторичной обмотке	$S_{2\text{ ном}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$	$>$	$S_{2\Sigma} = 25,95 \text{ В}\cdot\text{А}$
По нагрузке дополнительной обмотки	$S_{2\text{ ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}$	$>$	$S_{2\Sigma} = 60,06 \text{ В}\cdot\text{А}$

Таким образом, ТН удовлетворяют условиям выбора.

### 4.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения на секциях шин ЗРУ 6 кВ

К установке на секциях шин ЗРУ 6 кВ намечаем антирезонансную группу трансформаторов напряжения типа 3хЗНОЛ.06-6 0,5/0,5/3Р 6/ $\sqrt{3}$ -0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1/3.

Основные технические характеристики трансформаторов напряжения на секциях шин ЗРУ 6 кВ аналогичны трансформаторам напряжения в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ приведены в таблице 13.

Условия выбора и проверки параметров трансформаторов напряжения на секциях шин ЗРУ 6 кВ приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов напряжения на секциях шин ЗРУ 6 кВ

Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{Ном} = 6$ кВ	$\geq$	$U_{Ном.сети} = 6$ кВ
По требуемому классу точности	0,5/0,5/3Р	$\geq$	0,5/0,5/3Р
По нагрузке на первой основной вторичной обмотке	$S_{2\text{ ном}} = 75$ В·А	$>$	$S_{2\text{ ном}} = 50,4$ В·А
По нагрузке на второй основной вторичной обмотке	$S_{2\text{ ном}} = 75$ В·А	$>$	$S_{2\text{ ном}} = 55,8$ В·А
По нагрузке дополнительной обмотки	$S_{2\text{ ном}} = 400$ В·А	$>$	$S_{2\text{ ном}} = 109,32$ В·А

Выбранные трансформаторы напряжения 6 кВ обладают необходимыми характеристиками для интеграции с цифровыми устройствами релейной защиты, что обеспечивает бесперебойную работу системы в целом.

Современные цифровые решения в области релейной защиты позволяют снизить затраты на техническое обслуживание и ремонт, а также уменьшить вероятность дорогостоящих аварий.

Цифровизация релейной защиты дает возможность для дистанционного мониторинга и управления, что значительно упрощает процесс эксплуатации трансформаторных подстанций.

Использование цифровых технологий в релейной защите способствует увеличению надежности электроснабжения, минимизируя риски отключения потребителей от электроэнергии.

Вывод по разделу. Таким образом, выбор трансформаторов напряжения 6 кВ, адаптированных к цифровым технологиям релейной защиты, является ключевым элементом реконструкции трансформаторной подстанции ПАО «ТольяттиАзот», что позволит компании достичь нового уровня эффективности и безопасности производственных процессов, а также даёт возможность модернизировать другое оборудование на предприятии, позволив в дальнейшем развиваться в сторону цифровизации оборудования.



## 5 Микропроцессорные терминалы

«Микропроцессорные терминалы установим типа ЭКРА (рисунок 2). Предназначены для измерений напряжения и силы переменного тока, частоты, активной, реактивной и полной мощностей, активной и реактивной электрической энергии, напряжения и силы постоянного тока, регистрации событий, осциллографирования процессов, формирования унифицированных выходных электрических сигналов, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы» [16].



Рисунок 2 – Терминал ЭКРА

«Принцип действия терминалов основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов, их цифровой обработке и отображении результатов измерений на ЖК-дисплее и (или) передаче результатов измерений по цифровым интерфейсам связи в информационные системы и системы управления более высокого уровня» [17].

«Терминалы предназначены:

- для защиты и автоматики станционного и подстанционного оборудования, генерирующих установок, в том числе в металлургической и нефтегазовой промышленности, а также для управления и автоматизации (терминалы защиты ЭКРА 21Х(А));
- для создания систем локального противоаварийного управления (локальная ПА), а также систем противоаварийного управления режимами энергоузлов и энергорайонов (АПНУ) электростанций и подстанций (терминалы автоматики ЭКРА 22Х(А));
- для регистрации аналоговых и дискретных сигналов при возмущениях, сопровождающих нормальные режимы в энергосистеме (терминалы, регистрирующие ЭКРА 23Х(А));
- для управления выключателем и коммутационными аппаратами присоединения, организации оперативных блокировок, сбора и обработки аналоговой и дискретной информации (терминалы управления ЭКРА 24Х(А)).

По требованию заказчика терминал может быть изготовлен без функции измерения напряжения и силы переменного тока, частоты, активной, реактивной и полной мощностей, активной и реактивной электрической энергии, напряжения и силы постоянного тока, а только с функциями защит, автоматики, регистрации, управления коммутационным оборудованием. Вид и количество измеряемых параметров определяется проектом» [15].

«В состав терминала серии ЭКРА 200 могут входить:

- блок логики;
- блок питания и управления;
- блок (и) аналоговых входов переменного тока;
- блок (и) аналоговых входов постоянного тока;
- блок (и) дискретных входов;
- блок (и) аналоговых выходов;
- блок (и) дискретных выходов;
- блок индикации (лицевая плата с органами индикации и управления);

– объединительная плата.

Центральной частью терминала является блок логики. Блок логики содержит сигнальный процессор DSP и коммуникационный host-процессор. Процессор DSP выполняет цифровую обработку входных сигналов и реализует алгоритмы защиты. Коммуникационный host-процессор через последовательные интерфейсы RS485-1, RS485-2, Ethernet, USB поддерживает обмен информацией с внешними цифровыми устройствами: персональным компьютером, контроллерами АСУ ТП и т.д.

Для записи аналоговой и дискретной информации используется специальная легкоъемная электронная память (карта памяти), информация в которой сохраняется и при отсутствии напряжения питания.

«Функционирование терминала происходит по программе, записанной в ПЗУ блока логики» [14].

Уставки пусковых органов и конфигурация терминала хранятся в карте памяти, допускающей многократное изменение содержимого.

Часы реального времени позволяют фиксировать текущее время регистрируемых событий. Для сохранения информации о регистрируемых событиях и текущем времени при отключении питания в блоке логики предусмотрен аккумулятор для питания часов и ОЗУ.

Блок логики управляет работой остальных блоков терминала через общую шину, роль которой выполняет объединительная плата. По этой же шине передаются сигналы входных и выходных цепей, и производится питание всех блоков терминала.

С помощью кнопок управления и дисплея, расположенных на лицевой плате устройства, производится отображение текущих значений токов и напряжений на аналоговых входах, состояния дискретных входов, значений уставок и осуществляется перепрограммирование терминала (изменение значений уставок и состояний программируемых ключей).

Светодиодные индикаторы на лицевой плате терминала обеспечивают сигнализацию текущего состояния терминала, срабатывания защит и

автоматики.

Терминалы производят непрерывную самодиагностику с выходом на сигнализацию в случае обнаружения неисправности. Самодиагностика включает в себя проверку основных аппаратных узлов, включая исправность блока питания, АЦП, обмоток выходных реле и всех программных элементов» [18].

«Терминал обеспечивает:

- измерение действующего значения фазного ( $U_A, U_B, U_C$ ) и линейного ( $U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$ ) напряжений;
- измерение действующего значения фазного тока ( $I_A, I_B, I_C$ );
- измерение активной ( $P$ ), реактивной ( $Q$ ) и полной ( $S$ ) мощности (фазная и трехфазная);
- измерение частоты сети ( $f$ );
- измерение активной ( $W_p$ ) и реактивной ( $W_q$ ) энергии суммарно по фазам в двух направлениях (технический учет) в соответствии с требованиями для счетчиков активной энергии класса точности 1 и требованиями для счетчиков реактивной энергии класса точности 2;
- измерение напряжения и силы постоянного тока.

Номинальные значения входных токов, напряжений и мощностей соответствуют величинам, указанным в таблице 7. Номинальное значение коэффициента активной мощности:  $\cos\varphi_{\text{ном}}=1$ , коэффициента реактивной мощности:  $\sin\varphi_{\text{ном}}=1$ . Номинальное значение частоты сети переменного тока - 50 Гц» [9].

«Климатическое исполнение и категория размещения терминалов, предназначенных для нужд экономики страны и на экспорт в районы с умеренным климатом - УХЛ4 и УХЛ3.1, в районы с тропическим климатом - О4 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

При этом:

- верхнее рабочее и предельное рабочее значения температуры окружающего воздуха плюс 55 °С (для исполнения О4 верхнее рабочее значение составляет плюс 45 °С);
- нижнее рабочее и предельное рабочее значения температуры окружающего воздуха минус 25 °С для вида климатического исполнения УХЛ3.1 (без выпадения инея и росы) и минус 5 °С для видов климатических исполнений УХЛ4 (без выпадения инея и росы) и О4;
- верхнее рабочее значение относительной влажности воздуха не более 80 % при температуре 25 °С для вида климатического исполнения УХЛ4, не более 98 % при температуре 25 °С для вида климатического исполнения УХЛ3.1 и 98 % при температуре 35 °С (без конденсации влаги) для вида климатического исполнения О4.

Высота над уровнем моря – не более 2000 м (исполнение для атомных станций – не более 1000 м)» [20].

Вывод по разделу. Таким образом проведя анализ, мы выяснили что, микропроцессорные терминалы имеют более высокие показатели быстродействия, чувствительности и надёжности по сравнению с устройствами релейной защиты на электромеханических реле.

## Заключение

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы была проведена реконструкция трансформаторной подстанции. В процессе работы были заменены устаревшие электромеханические реле на современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики с целью повышения точности и скорости реагирования системы. Ключевые моменты реконструкции включают:

- установку современных цифровых реле защиты, обеспечивающих точное и оперативное отключение поврежденных участков электросети;
- внедрение системы мониторинга, позволяющей оперативно анализировать данные и предотвращать возможные аварийные ситуации;
- выбор и замена трансформаторов тока в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ;
- выбор и замена трансформаторов тока в ячейках секционных выключателей ЗРУ 6 кВ;
- выбор и замена трансформаторов тока отходящих линий, установленных до токоограничивающих реакторов;
- выбор и замена трансформаторов тока отходящих линий, установленных в шкафах КРУ;
- выбор и установка трансформаторов тока напряжения 6 кВ;
- выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ в вводных ячейках ЗРУ 6 кВ;
- выбор и установка трансформаторов напряжения на секциях шин ЗРУ 6 кВ.

Реконструкция релейной защиты с использованием цифровых технологий значительно повышает уровень безопасности и эффективности работы трансформаторной подстанции. Этот проект подчеркивает необходимость инвестирования в современные технологии и обучение

персонала, чтобы гарантировать надежность критически важных объектов инфраструктуры. Кроме того, он демонстрирует прогрессивный подход к модернизации оборудования и внедрению инновационных решений в электроэнергетике. Реализация этого проекта будет иметь значительное влияние на будущее предприятия:

- обеспечение стабильного и качественного электроснабжения, соответствующего современным требованиям и стандартам.
- создание основы для дальнейшего развития и интеграции новых технологий в инфраструктуру завода.
- повышение конкурентоспособности предприятия за счет оптимизации эксплуатационных расходов и снижения риска аварийных ситуаций.

Проект реконструкции релейной защиты представляет собой важный шаг в стратегии технического перевооружения ПАО «ТольяттиАзот». Он отражает стремление компании к инновациям и повышению эффективности производства. Результаты проекта демонстрируют, что использование цифровых технологий в релейной защите не только улучшает работу подстанции, но и значительно повышает общую надежность и безопасность энергосистемы предприятия.

## Список используемой литературы

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов по специальности электроснабжение. М.: Высшая школа, 2021. 496 с.
2. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2014. 576 с.
3. Вишняков Г.К., Гоберман Е.А., Гольцман С.Л. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ. М.: Энергоиздат, 2017. 352 с.
4. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2021. 312 с.
5. Зорин В.В., Тисленко В.В., Клеппель Ф., Адлер Г. Надежность систем электроснабжения. К.: Высшая шк. Головное издательство, 2014. 192 с.
6. Комплект схем подстанций ПАО «ФСК ЕЭС». URL: [https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers\\_tech/Schems.pdf](https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf) (дата обращения 15.03.2022).
7. Мозохин, А. Е. Цифровые технологии в электроэнергетике : учебное пособие / А. Е. Мозохин, В. А. Солдатов, Б. А. Староверов ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Костромской государственной университет. - Кострома : КГУ, 2022, 122 с.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2019. 608 с.
9. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 2018. 648 с.
10. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. 110-500 кВ:



Расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1985. 96 с.

11. Старкова Л.Е. Проектирование цехового электроснабжения: учеб. пособие. Вологда: ВоГТУ, 2001. 172 с.

12. Терминал Экра ООО НПП «ЭКРА». URL: <https://ekra.ru/product/docs/upravlenie-prisoed/kontrollery-prisoed/Описание%20типа%20средства%20измерения.pdf>.

13. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус»: Техническое описание, инструкция по эксплуатации, паспорт. М: ЗАО «Радиус автоматика», 2002. 55 с.

14. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: Энергия, 2024. 608 с.

15. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1985. 296 с.

16. Brain Marshall, Dave Roos, How Power Grids Work [Text]. Science stuff energy works portal.2015. URL: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy> (дата обращения 23.03.2024).

17. Carl Johnson, Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Text]. University of Colorado. 2015. URL: <http://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 26.04.2024).

18. Enmax, Substations [Text]. Enmax generation.2015. URL: <https://www.enmax.com/generation-wires/transmission-a> (дата обращения 11.02.2024).

19. Gokul Dharan, Electrical substation [Text] . Energy Education. 2015. URL: [http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical\\_sub](http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_sub) (дата обращения 07.02.2024).

20. Jordan Hanania, Power plant [Text]. Energy education portal.2015. URL: [http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power\\_plant](http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power_plant)