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 электрической подстанции 110 кВ «ЖЭТЗ»

Обучающийся Н.В. Пряников
(Инициалы Фамилия) (личная подпись)

Руководитель к.т.н., доцент С.В. Шаповалов
(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

В данной выпускной квалификационной работе освещаются следующие аспекты: модернизации релейной защиты подстанции 110/6кВ ЖЭТЗ, а именно, модернизации дифференциальной защиты силовых трансформаторов.

Были произведены расчеты токов коротких замыканий в точках присоединения трансформатора.

Исходя из требований к релейной защите, а именно селективности, надежности и быстродействию был разработан комплекс мероприятий. В соответствии с техническим заданием было выбрано микропроцессорное устройство релейной защиты от производителя «Механотроника».

Релейная защита силового трансформатора реализована на терминале «БМРЗ-ТД-12-20-21». Данный терминал обладает необходимыми техническими характеристиками, а также имеет расширенный функционал по сравнению с устройствами. Выполнен комплекс вычислений для определения значений токов при коротких замыканиях, а также «уставок дифференциальной токовой защиты, дифференциальной защиты с торможением. Кроме того, определены уставки для сигнализации о возникновении небаланса и блокировки дифференциальной защиты трансформатора в случае появления броска тока намагничивания» [1], а также выбраны ПТН.

Представленная бакалаврская работа включает в себя пояснительную записку, занимающую 50 страниц, а также содержит 3 таблицы и 8 иллюстраций. Библиографический список включает 21 источник, среди которых 5 представлены на английском языке. Графическая часть работы состоит из 6 листов, выполненных на формате А1.

Annotation

This graduation thesis highlights the following aspects: modernization of the relay protection of the 110/6kV ZHETZ substation, namely, modernization of the differential protection of power transformers.

Short-circuit currents were calculated at the transformer connection points.

Based on the requirements for relay protection, namely selectivity, reliability and speed, a set of measures was developed. In accordance with the technical specification, a microprocessor relay protection device from the manufacturer Mechanotronica was selected.

Relay protection of the power transformer is implemented at the terminal "BMRZ-TD-12-20-21 ". This terminal has the necessary technical characteristics, and also has advanced functionality compared to devices. A set of calculations has been performed to determine the values of short-circuit currents, as well as the settings for differential current protection and differential protection with braking. In addition, the settings for signaling the occurrence of an imbalance and blocking the differential protection of the transformer in the event of a surge in the magnetization current have been determined, and the PTN has also been selected.

The submitted bachelor's thesis includes an explanatory note, which occupies 50 pages, and also contains 3 tables and 8 illustrations. The bibliographic list includes 21 sources, among which 5 are presented in English. The graphic part of the work consists of 6 sheets made in A1 format.

Содержание

Введение 6
1 Анализ ПС 110 кВ ЖЭТЗ и периферии энергосистемы 8
2 Анализ релейной защиты на ПС ЖЭТЗ 11
2.1 Основные критерии оценки состояния релейной защиты 12
2.2 Факторы, обуславливающие модернизацию релейной защиты 13
2.3 Выбор защищаемого объекта 14
3 Микропроцессорные устройства релейной защиты 16
3.1 Выбор оборудования 20
3.2 Краткий перечень характеристик и возможностей БМРЗ-ТД. 21
3.3 Реализация ДТЗ на базе блока БМРЗ-ТД 23
4 Расчет тока трехфазного КЗ за трансформатором 110/6 кВ 25
4.1 Приближенный расчет тока КЗ на стороне высокого напряжения без учета положения РПН 26
4.2 Расчет тока КЗ на стороне высокого ВН с учетом положения РПН 27
4.3 Расчет тока КЗ на стороне НН с учетом положения РПН 30
5 Расчет уставок ДЗТ трансформатора ТДН 10000/110 32
5.1 Расчет сопротивления трансформатора 33
5.2 Выбор преобразователя тока в напряжение блока БМРЗ 34
5.3 Выбор уставки срабатывания ДТО 37
5.4 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ 39
5.5 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ 40
5.6 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ 41
5.7 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы чувствительных уставок 41
5.8 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ группы чувствительных уставок 42

5.9 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ группы чувствительных уставок 42
5.10 Проверка чувствительности ДЗТ 43
5.11 Выбор уставок сигнализации небаланса и блокировки ДЗТ при возникновении броска тока намагничивания 44
Заключение 47
Список используемой литературы и используемых источников 49

Введение

В современном мире особо важную роль играет энергообеспечение всех сфер жизнедеятельности человека от крупного производства и тяжелой промышленности, до бытовых нужд отдельно взятых людей. Поэтому столь важно обеспечить потребителей бесперебойным и качественным энергоснабжением. Однако, в следствии большого количества непрогнозируемых факторов, это не всегда является возможным.

Последствия прекращения энергоснабжения крупных предприятий в случае аварийных ситуаций способны привезти к серьезным нарушениям технологических процессов, браку производимой продукции и остановке производства, в отдельных случаях способно нести за собой угрозу техногенной катастрофы.

Непрогнозируемые природные явления и человеческий фактор, зачастую, основная причина возникновения аварийных ситуаций. Наводнения, обледенения, землетрясения, ураганы и штормы способны провоцировать обрыв линий электропередачи, а в некоторых случаях вызывать повреждения опор ЛЭП, трансформаторов и прочего оборудования. Учитывая множество перечисленных факторов, каждая подстанция оборудуется системой релейной защиты, предназначенной оперативно выявлять и устранять повреждения в энергосети и «оборудовании для бесперебойного электроснабжения потребителей.

Несмотря на то, что в энергосистеме Российской Федерации действительно крупных аварий не наблюдалось, отмечается рост аварийности на объектах электроэнергетики. Увеличение рисков напрямую связанно в том числе и с устареванием систем релейной защиты» [1]. Связанно это в первую очередь с тем, что ее устройства в процессе эксплуатации не подвержены сильному износу, однако на данный момент более 30% релейной защиты предприятий и понижающих подстанций требуют модернизации.

Следует обратить внимание, что современные микропроцессорные комплектующие систем релейной защиты значительно опережают в надежности и быстродействии устаревшие электромеханические устройства.

Целью выпускной квалификационной работы является улучшение эксплуатационных характеристик релейной защиты с применением микропроцессорных систем ПС 110 кВ ЖЭТЗ.

Задачи для достижения поставленной цели:

- провести анализ состояния, выявить недостатки релейной защиты ПС 110 кВ ЖЭТЗ и определить наиболее важный защищаемый объект;
- выполнить расчеты электрических нагрузок и токов короткого замыкания;
- выбрать оборудование и рассчитать параметры релейной защиты;
- выполнить технико-экономическое обоснование предлагаемых решений.

1 Анализ ПС 110 кВ ЖЭТЗ и периферии энергосистемы

Понизительная подстанция 110 кВ ЖЭТЗ, на данный момент выведена из эксплуатации, но все оборудование, приходящие и отходящие кабельные линии сохранены, что не исключает возможность вернуть ее в эксплуатацию при необходимости. В связи с этим можно обосновать целесообразность модернизации систем релейной защиты данного объекта в рамках выпускной квалификационной работы.

На ПС ЖЭТЗ имеются два трансформатора ТДН 10000/110, каждый мощностью 10МВА (таблица 1).

Питание по высокой стороне приходит со стороны воздушных линий 110 кВ «Комсомольская 2» и «Комсомольская 1» идущих от подстанции «Комсомольской». На подстанции имеется 2 шинные секции 6 кВ, осуществлявших питание следующих объектов: т.д. Миндаль, Жигулевский Радиозавод, АО ССК (рисунок 1).

Таблица 1 – установленная мощность ПС 110 кВ

Диспетчерское наименование объекта	Установленная мощность трансформатора, МВА	Количество трансформаторов, шт.	Суммарная установленная мощность, МВА
ЖЭТЗ	10	2	20

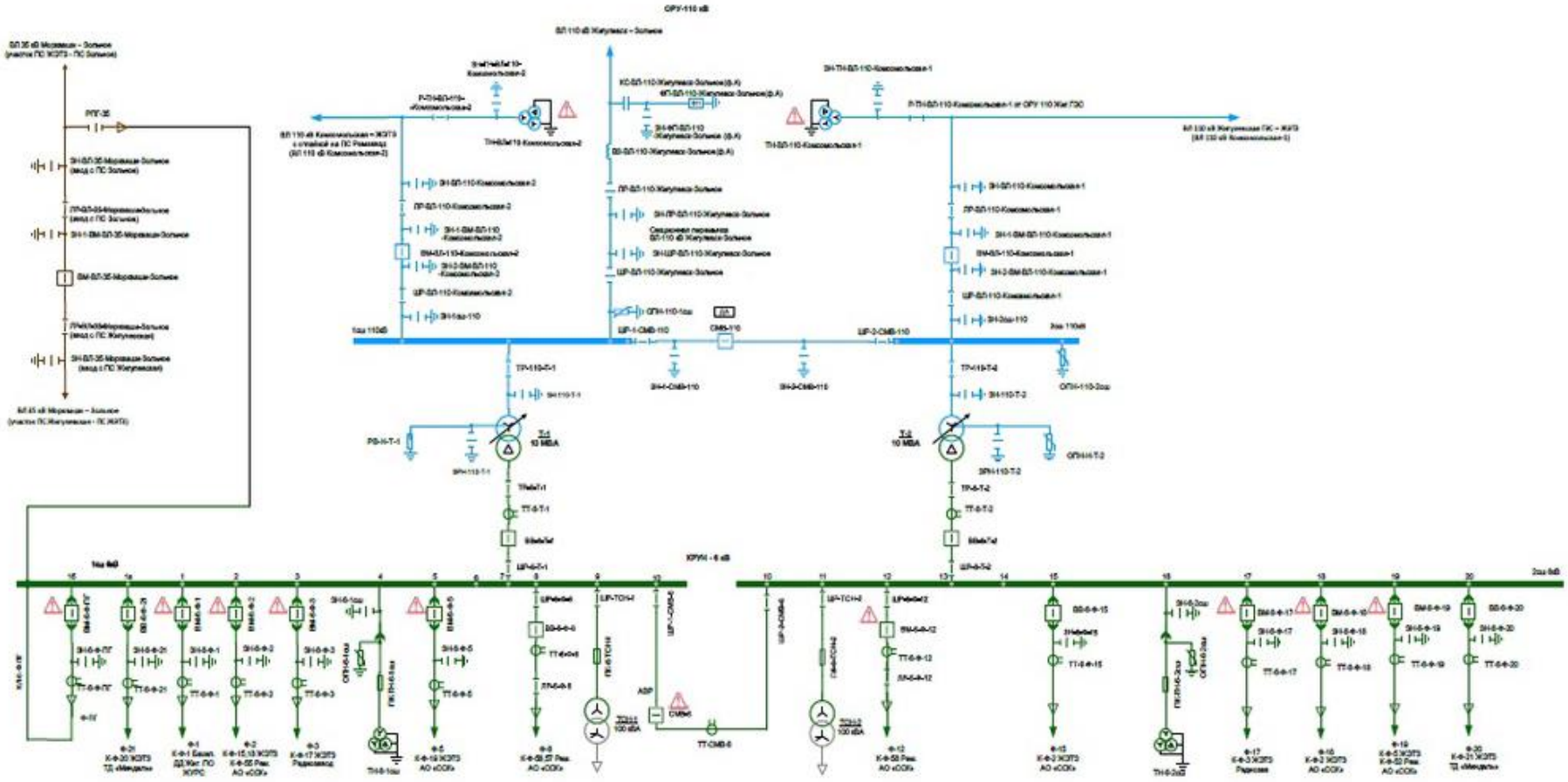

Рисунок 1 – Общая схема понизительной подстанции

Принимая во внимание расширение сетей торговых комплексов, увеличение производственных площадей и общий рост энергопотребления во всем мире, текущий запас мощности подстанции может быть рационально использован для подключения новых потребителей без значительных трудовых и финансовых затрат на модификацию. Однако, действующая система релейной защиты подстанции устарела во всех аспектах, как морально, так и технически что обуславливает необходимость частичного или полного обновления оборудования.

Это обосновывает необходимость замены устаревшей релейной защиты или ее отдельных элементов на современные аналоги, предлагаемые российскими производителями электрооборудования.

Вывод. Внедрение новых решений позволит обеспечить надежную и эффективную работу подстанции с учетом возрастающих потребностей в электроэнергии.

2 Анализ релейной защиты на ПС ЖЭТЗ

С вводом подстанции в эксплуатацию «потребление энергии возрастёт, вслед за ним растет риск возникновения аварийных режимов работы. В результате повышается вероятность поломки силовых трансформаторов, а устаревшая релейная защита не способна обеспечить надёжную работу из-за своего возраста и недостаточной надёжности» [4]. В случае подключения к шинам подстанции новых производственных мощностей аварийные отключения будут вести к нарушению технологических процессов и, в следствии к экономическим убыткам, поэтому они неприемлемы.

На данный момент основную часть релейной защиты подстанции ЖЭТЗ составляют электромеханические реле (рисунок 2)

Рисунок 2 – Электромеханическое реле РТ-40

«Применение микропроцессорной РЗА позволяет расширить функциональные возможности, упростить эксплуатацию и снизить затраты на обслуживание. Современные системы защиты используют микросхемы и микропроцессоры для расширения диапазона функций и обеспечения электронной логики и возможности обработки и передачи информации» [6].

Эти системы также связаны с компьютерами, так как они являются многофункциональными комплексными системами.

Вывод. в ходе поверхностного анализа системы релейной защиты указывает на ее значительное устаревание и требует модернизацию значительной части систем РЗА.

2.1 Основные критерии оценки состояния релейной защиты

Оценивание состояния релейной производится по 4 основным критериям.

«Селективность. Способность релейной защиты определять участок, подверженный замыканию или перегрузке, ближайшим выключателем, локализуя этот участок без воздействия на остальные элементы энергосистемы» [2].

«Быстродействие. Способность релейной защиты быстро отделять повреждённый участок энергосистемы, не нарушая работу других потребителей. Основным показателем является время с момента возникновения аварии на участке до его отделения от энергосистемы» [2].

«Чувствительность. Способность релейной защиты обнаруживать повреждения и ненормальные режимы работы в зоне её чувствительности. Основной показатель коэффициент чувствительности, который определяется отношением минимального возможного сигнала к установленному значению тока срабатывания.

Надежность. Способность релейной защиты безотказно срабатывать при всех видах повреждений в контролируемой области, не допуская ложных срабатываний и не затрагивая исправные участки энергосистемы. Основные показатели время безотказной работы и количество отказов» [2].

Из выше сказанного можно сделать вывод, что эффективность релейной защиты оценивается по четырем критериям, таким как, селективность, быстродействие, чувствительность, надежность. Основная задача РЗА

заключается в быстрой и точной локализации повреждения в энергосистеме и минимизации экономических убытков.

2.2 Факторы, обуславливающие модернизацию релейной защиты

На рассматриваемой подстанции электромеханическая система релейной защиты является достаточно устаревшей как технически, так и морально. Данный вывод основывается на визуальном анализе состояния электрических цепей и нормативную документацию РД 153-34.0-35.648-01 в которой говорится, что нормативный срок службы устройств РЗА составляет 12 лет. Что говорит о том, что установленный нормативами срок службы релейной защиты сильно превышен.

«Технические характеристики и функциональные возможности установленных электромеханических реле не соответствуют требуемому уровню быстродействия, чувствительности и обеспечения селективности прилегающей электрической сети. Это может привести к неправильному функционированию релейной защиты, снижению надёжности электроснабжения и увеличению вероятности системных аварий в энергосистеме» [3].

Ухудшение диэлектрических характеристик «изоляции контрольных кабелей вторичных цепей сигнализирует о снижении их электрической прочности» [3], вызванном старением, что, в свою очередь, сказывается на общей надежности системы защиты. В связи с этим, назревает потребность в тщательной проверке и диагностике кабельных трасс.

Важно понимать, что с вводом в эксплуатацию релейной защиты с такими проблемами риск повреждений элементов, чей срок эксплуатации истек, очень высок. В текущем состоянии спрогнозировать и предотвратить технические неисправности системы не представляется возможным, что в свою очередь способно привести к масштабным авариям.

«Все перечисленные факторы могут приводить к ложным срабатываниям и неправильным действиям системы, соответственно, требуется реконструкция текущей системы РЗА.

Так как микропроцессорные устройства РЗА являются существенно более надежными по сравнению с релейной защиты предыдущих поколений (аналоговой электромеханической) с точки зрения возможности аппаратных отказов вследствие старения и выхода из строя отдельных компонентов. Это обусловлено принципиально новой технологией, обеспечивающей существенно меньшее число элементов, проводных соединений, промежуточных реле и контактов. Указанное не означает, что периодических эксплуатационных проверок цифровых устройств релейной зашиты не требуется вообще. Микропроцессорные устройства содержат целый ряд компонентов, в частности аналоговые фильтры и усилители в цепях обработки входных сигналов, уход параметров которых или выход из строя не контролируется полностью внутренними средствами самоконтроля и может привести к существенному отклонению уставок и к неправильному действию микропроцессорной РЗА» [2].

Проанализировав состояние релейной защиты на данной подстанции, можно сделать следующий вывод: установленная в настоящий момент система релейной защиты устарела, находится в аварийном состоянии и требует незамедлительной модернизации.

2.3 Выбор защищаемого объекта

В ходе анализа журнала уставок ПС 110 кВ ЖЭТЗ (рисунок 3) было принято решение модернизировать дифференциальную защиту трансформатора. А именно, замена устаревшего реле ДЗТ-11 на более современное и совершенное решение в виде микропроцессорного блока релейной защиты.

Защищаемый объект	Наименование защиты	Коэффициент трансформации		Уставка срабатывания							Выдержка времени, сек	Допустимая нагрузка по защите, А	Примечание
				Ток, А		Напряжение, В		Сопротивление, Ом		Частота, Гц			
		ТТ	ТН	первичный	вторичный	первичное	вторичное	первичное	вторичное				
Т-1, Т-2 S=10МВ·А	1. Диф. защита:												ДЗТ-11
	на стороне 110кВ	600/5		173,4	2,5	$W_{ур1}$=27	вит				0		$K_{сх}$=√3
	на $I_{ТТ110}$ + $I_{ТТ6}$					$W_{раб}$=13	вит				0		$W_{раб}$+$W_{ур1}$
	на стороне 6кВ	2000/5		3076	7,69	$W_{тор}$=5	вит				0		$K_{сх}$=1
	2. МТЗ-110кВ	600/5		200	2,9						2,3	130	$K_{сх}$=√3
	3. МТЗ-6кВ	2000/5		1800	4,5						1,8	1200	
	4. Перегруз: на стороне 110кВ	600/5		62	0,9						9		на сигнал
	5. Газовая з-та тр-ра	а) при V=0,65м/с на отключение тр-ра											Т-1:РГТ-80; Т-2:РЗТ-80.
		б) при V=200-350см^3 на сигнал											
	6. Охлаждение: на стороне 110кВ	600/5		55	0,8						9		
						t=55°С – включение обдува							
						t=50°С – отключение обдува							
						t=85°С – сигнал о перегреве масла							
	7. ЗБР												Бреслер-0117.719.02
	на стороне 110кВ	300/5		219	3,65						2,5	145	$K_{сх}$=√3
	на стороне 6кВ	2000/5		1980	4,95						2	1300	
ВМ-6-Т-1, 2	АПВ										2		**выведено**
СМВ-110	ДА	600/5		39	0,325						5		РТ40/Р-5
	АВР		110000/100										**выведено**
СМВ-6	МТЗ	1000/5		1200	6						1,5	800	РТ-40
	АВР		6000/100			3000	50				9		РН-54

Рисунок 3 – Журнал уставок ПС 110 кВ ЖЭТЗ

Данное решение принято исходя из недостатков реле ДЗТ-11, используемых для дифференциальной защиты трансформаторов. Данное устройство обладает низкой чувствительностью к межвитковым замыканиям, а также довольно плохо отстраивается от токов небаланса в переходных режимах. При всем этом, в некоторых ситуациях значительно снижается надежность работы данного реле.

Вывод. Переход на современное микропроцессорное решение позволит значительно повысить надежность системы релейной защиты.

3 Микропроцессорные устройства релейной защиты

«В последние годы в сфере электроэнергетики наблюдается активное использование устройств защиты, основанных на применении компьютерных технологий. Его стали называть сокращенным термином МУРЗ – микропроцессорные устройства релейной защиты (рисунок 4). Они выполняют функции обыкновенных устройств РЗА на основе новой элементной базы –микроконтроллеров (микропроцессорных элементов)» [11].

Рисунок 4 – Современное устройство релейной защиты

«Новейшие изыскания и прогресс в сфере электроники, особенно в направлении микропроцессорной техники, открывают возможности для создания и интеграции в энергетические сети полноценных систем релейной защиты и автоматики, предназначенных для вытеснения устаревших электромеханических аналогов» [4].

«Примечательно что микропроцессорные» [5] системы обладают рядом существенных преимуществ. Внедрение современных систем позволяет размещать оборудование более компактно в следствии значительно меньших размеров относительно статических и электромеханических реле. Процесс пуско-наладочных работ и дальнейшего обслуживания более нагляден и удобен за счет внедрения в блоки релейной защиты дисплеев и кнопок управления. Минимизированы риски ложных или несвоевременных отключений за счет высокоточных измерений благодаря цифровой обработке сигналов. Программируемая логика алгоритмов работы БМРЗ позволяет с минимальными денежными и трудовыми затратами изменять параметры защиты, расширять функционал и адаптировать ее к новым условиям. Поддержка микропроцессорными устройствами различных протоколов связи позволяет интегрировать их в комплексные системы управления и мониторинга, обеспечивая возможностями дистанционного управления, диагностики, обновления программного обеспечения и расширяя коммуникационные возможности. Так же следует отметить возможность самодиагностики, что позволяет предотвратить аварийные ситуации путем выявления неисправностей на ранних стадиях.

В настоящее время основным направлением развития устройств релейных защит является внедрение микропроцессорных устройств. Эта тенденция объясняется тем, что современные технологические решения, помимо основной цели – предотвращения нештатных ситуаций, «позволяют реализовать множество дополнительных возможностей, например:

– регистрация процессов аварийного состояния,

– опережение отключения синхронных потребителей при нарушениях устойчивости системы,

– способность к дальнему резервированию» [11].

«Реализация таких возможностей на базе электромеханических защит и аналоговых устройств не осуществляется ввиду технических сложностей. Микропроцессорные системы релейной защиты точно работают по тем же» [9]

«принципам быстродействия, избирательности, чувствительности и надежности, что и обычные устройства РЗА. В процессе эксплуатации выявлены не только преимущества, но и недостатки таких устройств, а по некоторым показателям до сих пор ведутся споры между производителями и эксплуатационниками. Существенное преимущество микропроцессорных устройств защиты (рисунок 5) – это их многофункциональность» [11].

Рисунок 5 – Микропроцессорное устройство защиты

«МП-устройства производят измерения основных электрических величин. То есть данные устройства являются достойной заменой не только защитных устройств, но и аналоговых измерительных приборов. Например, терминал защит линий 110 кВ выполняет функции дистанционной защиты, токовой направленной защиты нулевой последовательности, а также осуществляет измерение основных электрических величин. На ЖК-дисплее «данного устройства персонал, обслуживающий данную электроустановку, может контролировать нагрузку данной линии по фазам, напряжение, потребляемую активную и реактивную мощность. Каждый электромонтер, выполняющий оперативное обслуживание на подстанции, прекрасно знает о наличии мнемонической схемы (или схемы оперативного управления)» [11].

«При производстве оперативных переключений, электромонтер отображает выполненные изменения на схеме-макете вручную. Это необходимо для того, чтобы убедиться в правильности и достаточности выполненных операций, а также для удобства контроля положений коммутационных аппаратов. МП-устройства имеют еще одну полезную функцию – отображение мнемосхемы присоединения. Эта функция позволяет контролировать положение коммутационных аппаратов, заземляющих устройств. Микропроцессорные устройства всех присоединений подстанции подключаются к системе SCADA, на которой отображается вся схема подстанции. В данном случае система SCADA является альтернативной заменой схеме-макету. Если в схеме-макете изменения положения коммутационных аппаратов фиксировались вручную, то в системе SCADA эти функции выполняются автоматически. Недостатки: Многие покупатели микропроцессорных устройств релейной защиты остались неудовлетворенными работой этих систем благодаря: − высокой стоимости; − низкой ремонтопригодности. Если при поломке устройств, работающих на полупроводниковой или электромеханической базе достаточно заменить отдельную неисправную деталь, то для микропроцессорных защит часто нужно заменять полностью материнскую плату, стоимость которой может составлять треть цены за все оборудование. К тому же для замены потребуется потратить много времени на поиск детали: взаимозаменяемость в таких устройствах полностью отсутствует даже у многих однотипных конструкций одного производителя. На рубеже 2012/13 г устройства претерпели значительные конструктивные изменения. Устройства выгодно отличаются от отечественных и зарубежных аналогов доступностью, малыми габаритами, «низким потреблением, точностью контроля параметров и удобством эксплуатации, а по соотношению функциональность/стоимость превосходят большинство аналогов. При конструировании устройств теперь применен известный хорошо зарекомендовавший себя принцип использования блок-каркаса с функционально завершенными «Типовыми элементами замены». (ТЕЗ)» [11]. Каждый ТЕЗ выполнен в виде одноплатной конструкции,

«с разъемом в передней части для подключения через кросс плату к внутренней схеме устройства и клеммником и/или разъемом в задней части для внешних подключений. Разъемы и клеммники для внешних подключений закреплены на вертикальной металлической пластине, которая является завершением ТЕЗа и одновременно элементом задней стенки корпуса устройства. ТЕЗ при установке в блок-каркас скользит по направляющим и во вставленном положении фиксируется винтами. Имеется возможность установки – извлечения ТЕЗов как при снятой крышке корпуса.»[11]

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод: активный переход на микропроцессорные устройства обусловлен их значительными преимуществами над устаревшими электромеханическими системами релейной защиты.

3.1 Выбор оборудования

Этап выбора оборудования является основным в процессе модернизации. Необходимо выбрать оборудование, которое будет отвечать требованиям к ценовому сегменту, надежности, доступности, ремонтопригодности, а также, взаимозаменяемости в случае непредвиденных экстренных ситуаций. В наше время существует довольно много производителей микропроцессорных устройств релейной защиты. Основной критерий выбора блока, его доступность на рынке, а также техническая поддержка на всех уровнях рабочего процесса. Исходя из этого следует исключить иностранных поставщиков несмотря на их ведущие позиции на рынке электроники.

Для сравнения были взяты два блока: «Сириус-2Т» и «БМРЗ-ТД». Оба устройства обладают как преимуществами, так и недостатками, к примеру, у блоков «Сириуса» отмечается высокая надежность и возможность работы с интерфейсами RS 485. В свою очередь «БМРЗ-ТД» от Механотроники позволяет самостоятельно создавать алгоритмы работы защит. При отсутствии

явных преимуществ одного оборудования над другим данный аспект в выборе блока микропроцессорной релейной защиты является ключевым.

Вывод: исходя из множества факторов выбор производителя блоков микропроцессорной релейной защиты свелся к отечественным компаниям, сравнив два блока было принято решение использовать блок «БМРЗ-ТД-12-20-21» от Российского производителя «Механотроника».

3.2 Краткий перечень характеристик и возможностей БМРЗ-ТД

«БМРЗ-ТД-12-20-21 − микропроцессорный блок релейной защиты, предназначенный для выполнения функций основной быстродействующей дифференциальной защиты, измерения и сигнализации двухобмоточных трансформаторов с напряжением стороны высшего напряжения (ВН) до 220 кВ включительно. Устройство БМРЗ-ТД (рисунок 6) включает в себя функции релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления выключателями. Устанавливается на стороне высшего напряжения.»[12]

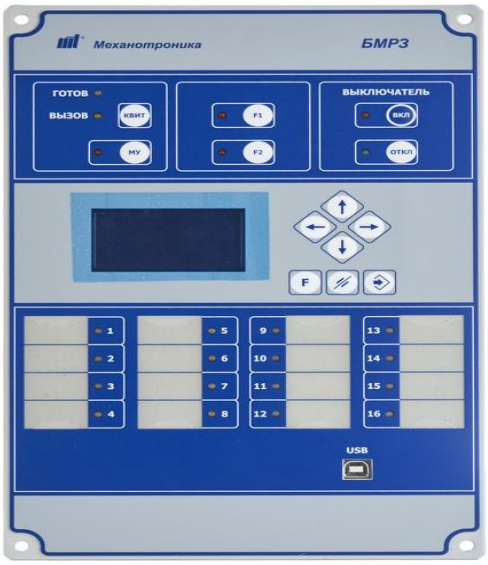

Рисунок 6 – Внешний вид передней панели блока БМРЗ-ТД

«Функциональные возможности:

Функции защиты:

– токовая отсечка,

– максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском по напряжению,

– ускорение МТЗ,

– удаление токов нулевой последовательности,

– токовая защита обратной последовательности,

– токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП),

– блокирование ТЗНП при бросках тока намагничивания трансформатора,

– защита от несимметрии,

– защита от перегрузки,

– газовая защита,

– технологические защиты,

– прием сигналов от внешних защит,

Управление выключателем:

– оперативное управление,

– защита от «прыгания»,

– автоматическое повторное включение,

– устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ),

– контроль давления элегаза выключателя,

– контроль цепей управления и сигнализация положения выключателя,

– контроль токов электромагнитов выключателя ЭВ, ЭО1, ЭО2 с осциллографированием процесса работы и диагностикой неисправностей,

– защита электромагнитов выключателя от длительного протекания тока,

– учет остаточного ресурса выключателя.

Общие функции:

– вызывная сигнализация,

– две программы уставок,

– регистрация событий, аварий и осциллограмм» [13],

– «возможность создания дополнительных алгоритмов работы,

– переназначаемые входы и выходы, светодиоды и кнопки пульта» [12].

3.3 Реализация ДТЗ на базе блока БМРЗ-ТД

«Для оперативной защиты трансформаторов и автотрансформаторов широко применяется дифференциальная токовая защита. Она предназначена для обеспечения безопасности трансформаторного оборудования от повреждений, возникающих как на его выводах, так и внутри конструкции» [7].

«Подключение ТТ к блоку БМРЗ необходимо осуществлять по схеме «звезда», независимо от схем и групп соединения обмоток трансформатора (рисунок 7)» [6].

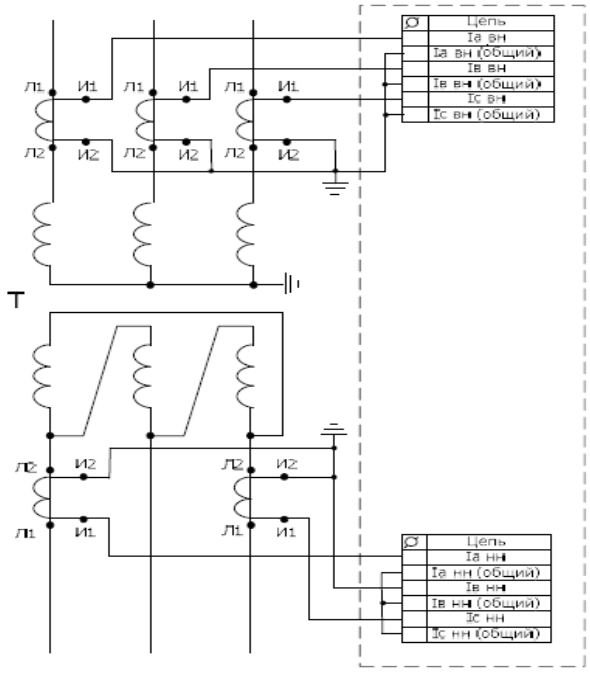

Рисунок 7 – Пример схемы подключения вторичных цепей ТТ к блоку БМРЗ

«Подключения всех ТТ должны обеспечивать подачу вторичных токов положительного направления на входы блока (рисунок 7)» [6]. За

«положительное направление токов сторон принято направление токов в сторону защищаемого объекта. Двухфазное подключение ТТ допустимо использовать только для обмоток трансформатора, соединенных по схеме «треугольник», при этом на вход тока фазы В блока необходимо подать суммарный ток фаз А и С в противофазе» [8].

«Первичные токи в обмотках трансформатора не равны по значению и, в общем случае, не совпадают по фазе. Значения токов отличаются из-за коэффициента трансформации трансформатора. Угол сдвига фаз токов зависит от группы соединения обмоток. Неодинаковость коэффициентов трансформации ТТ сторон трансформатора ведет к еще большему различию вторичных токов, используемых в блоке защиты» [15].

«В блоках БМРЗ предусмотрен программный учёт фактических значений коэффициентов трансформации ТТ и коэффициента трансформации трансформатора («цифровое выравнивание»), благодаря чему не требуется применять промежуточные трансформаторы (автотрансформаторы) тока. Коэффициенты трансформации ТТ пользователь задаёт в виде уставок» [6].

«В блоках БМРЗ предусмотрена компенсация поворота фазы при различных комбинациях схем и групп соединений обмоток защищаемого трансформатора (операция «цифровой треугольник»)» [6].

«Схему и группу соединений обмоток пользователь задаёт в блок БМРЗ соответствующей уставкой» [6].

Вывод. Микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) становятся основным направлением развития в сфере электроэнергетики, вытесняя устаревшие электромеханические аналоги. Это обусловлено рядом преимуществ МУРЗ: компактность, удобство пуско-наладки и обслуживания, высокая точность измерений и минимизация ложных срабатываний, программируемая логика и возможность адаптации к изменяющимся условиям, поддержка различных протоколов связи и интеграция в комплексные системы управления, а также функции самодиагностики.

4 Расчет тока трехфазного КЗ за трансформатором 110/6 кВ

«Исходные данные:

Параметры питающей сети:

– $U_{\text{с ном}} = 115$ кВ – среднее номинальное напряжение системы;

– $I_{\text{к мин}} = 3500$ А – ток кз системы в минимальном режиме;

– $I_{\text{к макс}} = 5300$ А – ток кз системы в максимальном режиме.

Характеристики трансформатора:

– $S_{\text{ном тр}} = 10$ МВ · А – номинальная мощность;

– $U_{\text{ном тр}}^{\text{вн}} = 115$ кВ – номинальное напряжение стороны ВН;

– $U_{\text{ном тр}}^{\text{нн}} = 6{,}6$ кВ – номинальное напряжение стороны НН;

– $u_{\text{к}} = 10{,}5$ % – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее среднему положению РПН;

– $u_{\text{к мин}} = 10$ % – напряжение при коротком замыкании трансформатора, возникающее при самой нижней позиции устройства РПН. (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано);

– $u_{\text{к макс}} = 11$ % – напряжение при коротком замыкании трансформатора возникающее при самой верхней позиции устройства РПН. (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано).

Характеристики системы регулирования напряжения:

– РПН в нейтрали стороны ВН трансформатора;

– $n = 19$ – количество ступеней регулирования;

– $\Delta U = 1{,}78$ % – шаг регулирования напряжения» [14].

4.1 Приближенный расчет тока КЗ на стороне высокого напряжения без учета положения РПН

«За основную принимается сторона высокого напряжения трансформатора.

Наибольшее сопротивление, которое может оказать система $x_{\text{с макс}}$, определяется расчетом, использующим следующую формулу» [8]:

$$x_{\text{с макс}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к макс}}} = \frac{115\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot 5300\ \text{А}} = 12{,}5\ \text{Ом} \qquad (1)$$

«Наименьшее сопротивление, оказываемое системой $x_{\text{с мин}}$, вычисляется посредством следующей формулы» [10]:

$$x_{\text{с мин}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к мин}}} = \frac{115\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot 3500\ \text{А}} = 19\ \text{Ом} \qquad (2)$$

Значение сопротивления короткого замыкания для трансформатора $x_{\text{тр}}$ с двумя обмотками может быть рассчитано с использованием формулы:

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{(U^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}})^2}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{10{,}5\%}{100} \cdot \frac{(115\ \text{кВ})^2}{10\ \text{МВ} \cdot \text{А}} = 138{,}9\ \text{Ом} \qquad (3)$$

Расчет тока трехфазного короткого замыкания в условиях максимальной мощности системы $I^{\text{ВН(з)}}_{\text{к макс}}$ производится с использованием формулы:

$$I^{\text{ВН(з)}}_{\text{к макс}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{\text{с макс}} + x_{\text{тр}}\right)} = \frac{115\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (12{,}5\ \text{Ом} + 138{,}9\ \text{Ом})} = 438{,}6\ \text{А} \qquad (4)$$

Расчет тока трехфазного короткого замыкания в условиях минимальной мощности системы $I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(з)}}$ производится с использованием формулы:

$$I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(з)}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{\text{с мин}} + x_{\text{тр}}\right)} = \frac{115\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (19\ \text{Ом} + 138{,}9\ \text{Ом})} = 420{,}7\ \text{А} \qquad (5)$$

Для определения значения «тока трехфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения в максимальном режиме» [9] системы $I_{\text{к макс}}^{\text{НН(з)}}$, применяется формула:

$$I_{\text{к макс}}^{\text{НН(з)}} = I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(з)}} \cdot \frac{U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = 438{,}6\ \text{А} \cdot \frac{115\ \text{кВ}}{6{,}6\ \text{кВ}} = 7642\ \text{А} \qquad (6)$$

Для определения значения тока трехфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения в минимальном режиме системы $I_{\text{к мимн}}^{\text{НН(з)}}$, применяется формула:

$$I_{\text{к мимн}}^{\text{НН(з)}} = I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(з)}} \cdot \frac{U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = 420{,}7\ \text{А} \cdot \frac{115\ \text{кВ}}{6{,}6\ \text{кВ}} = 7330\ \text{А} \qquad (7)$$

4.2 Расчет тока КЗ на стороне высокого ВН с учетом положения РПН

В качестве базисной для дальнейшего расчета была принята сторона ВН трансформатора.

Наибольшее значение напряжения для обмотки высокого напряжения трансформатора $U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}$ определяется посредством формулы:

$$U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 + \frac{(n-1)}{2} \cdot \Delta U\right) = \qquad (8)$$

$$= 115 \text{ кВ} \cdot \left(1 + \frac{(19-1)}{2} \cdot \frac{1{,}78\%}{100\%}\right) = 133{,}4 \text{ кВ}$$

«В ГОСТ 721-77 указано, что для сетей класса напряжения 110 кВ максимальное напряжение не должно превышать 126 кВ, поэтому принять Наибольшее значение напряжения для обмотки высокого напряжения трансформатора равным 126 кВ» [11].

$$U^{\text{ВН}}_{\text{макс тр}} = 126 \text{ кВ}$$

«Сопротивление трансформатора на максимальном ответвлении $x_{\text{тр макс}}$ определить по формуле» [7]:

$$x_{\text{тр макс}} = \frac{u_{\text{к макс}}}{100} \cdot \frac{U^{\text{ВН}}_{\text{макс тр}}{}^{2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{11\%}{100} \cdot \frac{126 \text{ кВ}^2}{10 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 174{,}6 \text{ Ом} \qquad (9)$$

«Для упрощения напряжение при коротком замыкании трансформатора, возникающее при самой верхней позиции устройства РПН $u_{\text{к макс}}$ принято равным напряжению короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему положению РПН» [19].

Минимальное напряжение стороны ВН трансформатора $U^{\text{ВН}}_{\text{мин тр}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$U^{\text{ВН}}_{\text{мин тр}} = U^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}} \cdot \left(1 - \frac{(n-1)}{2} \cdot \Delta U\right) = \qquad (10)$$

$$= 115 \text{ кВ} \cdot \left(1 - \frac{(19-1)}{2} \cdot \frac{1{,}78\%}{100\%}\right) = 96{,}6 \text{ кВ}$$

«Сопротивление трансформатора на минимальном ответвлении $x_{\text{тр мин}}$ определить по формуле» [21]:

$$x_{\text{тр мин}} = \frac{u_{\text{к мин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}\ 2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{10\%}{100} \cdot \frac{96{,}6\ \text{кВ}^2}{10\ \text{МВ} \cdot \text{А}} = 93{,}3\ \text{Ом} \qquad (11)$$

«Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в максимальном режиме системы $I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(з)}}$ рассчитать по формуле» [21]:

$$I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(з)}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{\text{с макс}} + x_{\text{тр мин}}\right)} = \qquad (12)$$

$$= \frac{126\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (12{,}5\ \text{Ом} + 93{,}3\ \text{Ом})} = 687{,}6\ \text{А}$$

«Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в минимальном режиме системы $I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(з)}}$ рассчитать по формуле» [21]:

$$I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(з)}} = \frac{U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{\text{с мин}} + x_{\text{тр макс}}\right)} = \qquad (13)$$

$$= \frac{126\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (19\ \text{Ом} + 174{,}6\ \text{Ом})} = 375{,}7\ \text{А}$$

«Ток трехфазного КЗ на стороне НН в максимальном режиме системы $I_{\text{к макс}}^{\text{НН(з)}}$ рассчитать по формуле» [18]:

$$I_{\text{к макс}}^{\text{НН(з)}} = I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(з)}} \cdot \frac{U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = 687{,}6\ \text{А} \cdot \frac{96{,}6\ \text{кВ}}{6{,}6\ \text{кВ}} = 10060\ \text{А} \qquad (14)$$

«Ток трехфазного КЗ на стороне НН в минимальном режиме системы $I_{\text{к мин}}^{\text{НН(з)}}$ рассчитать по формуле» [18]:

$$I_{\text{к мин}}^{\text{НН(з)}} = I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(з)}} \cdot \frac{U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = 375{,}7\ \text{А} \cdot \frac{126\ \text{кВ}}{6{,}6\ \text{кВ}} = 7173\ \text{А} \qquad (15)$$

4.3 Расчет тока КЗ на стороне НН с учетом положения РПН

«В качестве базисной для осуществления дальнейших расчетов примем сторону НН трансформатора» [16].

«Сопротивление системы, приведенное к стороне НН, в максимальном режиме $x_{\text{с макс прив}}$ рассчитать по формуле» [13]:

$$x_{\text{с макс прив}} = x_{\text{с макс}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}}{U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}}}\right)^2 = 12{,}5\ \text{Ом} \cdot \left(\frac{6{,}6\ \text{кВ}}{96{,}6\ \text{кВ}}\right)^2 = 0{,}059\ \text{Ом} \qquad (16)$$

«Сопротивление системы, приведенное к стороне НН, в минимальном режиме $x_{\text{с мин прив}}$ рассчитать по формуле» [16]:

$$x_{\text{с мин прив}} = x_{\text{с мин}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}}{U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}}\right)^2 = 19\ \text{Ом} \cdot \left(\frac{6{,}6\ \text{кВ}}{126\ \text{кВ}}\right)^2 = 0{,}052\ \text{Ом} \qquad (17)$$

«Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН, на максимальном ответвлении $x_{\text{тр макс прив}}$ определить по формуле» [20]:

$$x_{\text{тр макс прив}} = \frac{u_{\text{к макс}}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}})^2}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{11\%}{100} \cdot \frac{(6{,}6\ \text{кВ})^2}{10\ \text{МВ} \cdot \text{А}} = 0{,}479\ \text{Ом} \qquad (18)$$

«Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН, на минимальном ответвлении $x_{\text{тр мин прив}}$ определить по формуле» [20]:

$$x_{\text{тр мин прив}} = \frac{u_{\text{к мин}}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}})^2}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{10\%}{100} \cdot \frac{(6{,}6\ \text{кВ})^2}{10\ \text{МВ} \cdot \text{А}} = 0{,}436\ \text{Ом} \qquad (19)$$

«Приведенное напряжение системы в максимальном режиме работы $U_{\text{с ном прив}}$ рассчитать по формуле» [21]:

$$U_{\text{с ном прив}} = U_{\text{с ном}} \cdot \frac{U^{\text{НН}}_{\text{ном тр}}}{U^{\text{ВН}}_{\text{мин тр}}} = 115\ \text{кВ} \cdot \left(\frac{6{,}6\ \text{кВ}}{96{,}6\ \text{кВ}}\right)^2 = 7{,}9\ \text{кВ} \qquad (20)$$

«Приведенное напряжение в максимальном режиме работы рассчитать по $U^{\text{ВН}}_{\text{макс тр прив}}$ формуле» [16]:

$$U^{\text{ВН}}_{\text{макс тр прив}} = U^{\text{ВН}}_{\text{макс тр}} \cdot \frac{U^{\text{НН}}_{\text{ном тр}}}{U^{\text{ВН}}_{\text{макс тр}}} = 126\ \text{кВ} \cdot \left(\frac{6{,}6\ \text{кВ}}{126\ \text{кВ}}\right)^2 = 6{,}6\ \text{кВ} \qquad (21)$$

«Ток трехфазного КЗ на стороне НН в максимальном режиме системы $I^{\text{НН(з)}}_{\text{к макс}}$ рассчитать по формуле» [16]:

$$I^{\text{НН(з)}}_{\text{к макс}} = \frac{U_{\text{с ном прив}}}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{\text{с макс прив}} + x_{\text{тр мин прив}}\right)} = \\ = \frac{7{,}9\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0{,}059\ \text{Ом} + 0{,}436\ \text{Ом})} = 8439\ \text{А} \qquad (22)$$

«Ток трехфазного КЗ на стороне НН в минимальном режиме системы $I^{\text{НН(з)}}_{\text{к мин}}$ рассчитать по формуле» [14]:

$$I^{\text{НН(з)}}_{\text{к мин}} = \frac{U^{\text{ВН}}_{\text{макс тр прив}}}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{\text{с макс прив}} + x_{\text{тр макс прив}}\right)} = \\ = \frac{6{,}6\ \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0{,}059\ \text{Ом} + 0{,}479\ \text{Ом})} = 7087\ \text{А} \qquad (23)$$

Вывод. Были произведены расчеты токов КЗ на сторонах низкого и высокого напряжения с учетом положения РПН.

5 Расчет уставок ДЗТ трансформатора ТДН 10000/110

Данный расчет выполнен в соответствии с методическим пособием к блоку БМРЗ-ТД «Механотроника» и необходим для корректной работы данного МУРЗ.

«Исходные данные:

Параметры защищаемого трансформатора:

– тип трансформатора – ТДН-10000/110;

– схема и группа соединения обмоток - Y_0/Δ -- 11;

– $S_{\text{ном тр}} = 10$ МВ · А – номинальная мощность;

– $U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}} = 115$ кВ – номинальное напряжение стороны ВН;

– $U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}} = 6{,}6$ кВ – номинальное напряжение стороны НН;

– $u_{\text{к мин}} = 10\%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано);

– $u_{\text{к макс}} = 11\%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано).

Система регулирования напряжения:

– РПН в нейтрали ВН трансформатора;

– $n = 19$ – количество ступеней регулирования;

– $\Delta U = 1.78\%$ – шаг регулирования напряжения.

Параметры питающей системы:

– $X_{\text{с мин}} = 18{,}9$ Ом – сопротивление системы в минимальном режиме;

– $X_{\text{с макс}} = 12{,}5$ Ом – сопротивление системы в максимальном режиме;

– $U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}} = 115$ кВ – среднее номинальное напряжение системы.

Параметры системы стороны НН:

– $U_{\text{ср ном}}^{\text{НН}} = 6{,}3$ кВ – среднее номинальное напряжение стороны НН» [6].

Параметры ТТ:

– $К_{ТТ}^{ВН} = 30$ – коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;

– $К_{ТТ}^{НН} = 400$ – коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора.

5.1 Расчет сопротивления трансформатора

«Вычисление сопротивления трансформатора необходимо провести, рассматривая два крайних варианта – РПН в крайнем нижнем и крайнем верхнем положениях» [11].

«Значение напряжения обмотки высокого напряжения в её крайнем нижнем положении $U_{мин}^{ВН}$ определяется расчетом по приведённой ниже формуле» [15]:

$$U_{мин}^{ВН} = U_{ср\,ном}^{ВН} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) =$$

$$= 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1{,}78}{100}\right) = 96{,}6 \text{ кВ} \quad (24)$$

Значение напряжения на обмотке высокого напряжения, когда переключатель РПН находится в «крайнем верхнем положении $U_{макс}^{ВН}$, определяется согласно следующей формуле» [13]:

$$U_{макс}^{ВН} = U_{ср\,ном}^{ВН} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) =$$

$$= 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1{,}78}{100}\right) = 133{,}4 \text{ кВ} \quad (25)$$

«Рассчитанное значение $U_{макс}^{ВН}$ получилось больше максимально допустимого для данной сети. Напряжение на обмотке высокого напряжения,

когда переключатель РПН находится в крайнем верхнем положении принять равным 126 кВ в соответствии с ГОСТ 721-77» [14].

$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 126 \text{ кВ}$$

«Для определения сопротивления трансформатора при крайнем нижнем положении РПН $x_{\text{тр макс}}$ применяется следующая формула для расчета» [12]:

$$x_{\text{тр макс}} = \frac{u_{\text{к макс}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}{}^{2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{11\%}{100} \cdot \frac{126 \text{ кВ}^2}{10 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 174{,}6 \text{ Ом} \qquad (26)$$

Для определения сопротивления трансформатора при крайнем верхнем положении РПН $x_{\text{тр мин}}$ применяется следующая формула для расчета:

$$x_{\text{тр мин}} = \frac{u_{\text{к мин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}}{}^{2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{10\%}{100} \cdot \frac{96{,}6 \text{ кВ}^2}{10 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 93{,}3 \text{ Ом} \qquad (27)$$

5.2 Выбор преобразователя тока в напряжение блока БМРЗ

«Для выбора ПТН блоков БМРЗ требуется вычислить значения токов короткого замыкания на высокой и низкой сторонах трансформатора» [18].

«Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне ВН $I_{\text{к макс}}^{\text{ВН}}$ рассчитать по формуле» [17]:

$$I_{\text{к макс}}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{с макс}}} = \frac{115000 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot 12{,}5 \text{ Ом}} = 5299 \text{ А} \qquad (28)$$

«Используя следующую формулу, произвести расчёт $i_{\text{макс птн}}^{\text{ВН}}$ для стороны ВН» [7]:

$$i^{\text{ВН}}_{\text{макс птн}} \geq k_{\text{пер}} \cdot \frac{I^{\text{ВН}}_{\text{к макс}}}{K^{\text{ВН}}_{\text{ТТ}}} = 2 \cdot \frac{5299\ \text{А}}{30} = 353{,}3\ \text{А} \quad (29)$$

В соответствии с данными (таблица 2), приведенными в методическом указании к блоку БМРЗ, выбрать ПТН с $i^{\text{ВН}}_{\text{макс птн}} = 500\ \text{А}$ и $i^{\text{ВН}}_{\text{ном птн}} = 5\ \text{А}$

Таблица 2 – условия выбора значения ПТН

Диапазон контролируемых значений тока, А	Значение, указываемое в пульт управления блоком, А
0,065-65	0,5
0,13-130	1
0,25-250	2,5
0,5-500	500

«Для проверки выбранного ПТН рассчитать по формуле номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора $I^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}}$» [8]:

$$I^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}}} = \frac{10000000\ \text{В} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 115000\ \text{В}} = 50{,}2\ \text{А} \quad (30)$$

Подставить полученные значения в формулу:

$$i^{\text{ВН}}_{\text{ном птн}} \leq 6 \cdot \frac{I^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}}}{30}$$

$$5 \leq 6 \cdot \frac{50{,}2}{30} = 10{,}41 \quad (31)$$

Для определения «периодической составляющей максимального приведенного фазного тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения $I^{\text{НН}}_{\text{к макс прив}}$ следует использовать следующую формулу» [9]:

$$I^{\text{НН}}_{\text{к макс прив}} = \frac{U^{\text{ВН}}_{\text{ср ном}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с макс}} + X_{\text{т мин}})} =$$

$$= \frac{115000\ \text{В}}{\sqrt{3} \cdot (12{,}5\ \text{Ом} + 93{,}3\ \text{Ом})} = 627{,}5\ \text{А} \qquad (32)$$

Вычислить величину напряжения на стороне низкого напряжения трансформатора $I^{\text{НН}}_{\text{к макс}}$, используя следующую формулу:

$$I^{\text{НН}}_{\text{к макс}} = I^{\text{НН}}_{\text{к макс прив}} \cdot \frac{U^{\text{ВН}}_{\text{мин}}}{U^{\text{НН}}_{\text{ср ном}}} = 627{,}5\ \text{А} \cdot \frac{96{,}6\ \text{кВ}}{6{,}3\ \text{кВ}} = 9620\ \text{А} \qquad (33)$$

«Используя формулу, произвести расчёт $i^{\text{НН}}_{\text{макс птн}}$ для стороны НН» [14]:

$$i^{\text{НН}}_{\text{макс птн}} \geq k_{\text{пер}} \cdot \frac{I^{\text{НН}}_{\text{к макс}}}{K^{\text{НН}}_{\text{тт}}} = 2 \cdot \frac{9620\ \text{А}}{400} = 48{,}1\ \text{А} \qquad (34)$$

«В соответствии с таблицей, приведенной в методическом указании к блоку БМРЗ, выбрать ПТН с $i^{\text{ВН}}_{\text{макс птн}} = 65\ \text{А}$ и $i^{\text{ВН}}_{\text{ном птн}} = 0{,}5\ \text{А}$

Для проверки выбранного ПТН рассчитать по формуле номинальный первичный ток стороны НН трансформатора $I^{\text{НН}}_{\text{ном тр}}$» [11]:

$$I^{\text{НН}}_{\text{ном тр}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U^{\text{НН}}_{\text{ном тр}}} = \frac{10000000\ \text{В} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 6600\ \text{В}} = 916\ \text{А} \qquad (35)$$

«Подставить полученные значения в формулу» [17]:

$$i^{\text{НН}}_{\text{ном птн}} \leq 3 \cdot \frac{I^{\text{НН}}_{\text{ном тр}}}{400}$$

$$1 \leq 3 \cdot \frac{916}{400} = 6{,}9 \qquad (36)$$

«Вывод: выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью» [16].

5.3 Выбор уставки срабатывания ДТО

«Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{дто}}$ по условию отстройки от броска тока намагничивания принять равной 4 в соответствии с методикой расчета.

По формуле определить относительный расчётный ток небаланса $I_{\text{НБ расч}}$ при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ($I_{\text{к макс}}^{\text{НН}}$)» [19]:

$$I_{\text{НБ расч}} = \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot U_{\text{рег}} + \gamma\right) \cdot \frac{I_{\text{к маск прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}}}$$

$$= (2{,}5 \cdot 1 \cdot 0{,}16 + 0{,}05) \cdot \frac{627{,}5\ \text{А}}{50{,}2\ \text{А}} = 5{,}6\ \text{А} \qquad (37)$$

где «$k_{\text{одн}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ,

$k_{\text{пер}} = 2{,}5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока,

$E_{\text{макс}} = 5$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме соответствующем току $I_{\text{к макс}}$,

$k_{\text{ток 1}}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ,

$U_{\text{рег}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1{,}78}{100} = 0.16$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора» [11],

«$\gamma = 0{,}05$ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч» [11].

«В последующих вычислениях принять, что суммарная относительная погрешность измерительных трансформаторов тока во всех рабочих режимах трансформатора составляет 0.1. Это обусловлено тем, что фактическое значение тока короткого замыкания не превышает номинальный ток, а фактическая нагрузка вторичных цепей ТТ не превышает номинальную» [11].

Такое допущение позволяет упростить расчеты, поскольку погрешность ТТ остается постоянной и известной. При этом следует учитывать, что данное условие справедливо только в тех случаях, когда выполняются указанные ограничения по току КЗ и нагрузке вторичных цепей.

«В противном случае, необходимо будет учитывать переменные значения погрешностей ТТ, что значительно усложнит процесс вычислений.

Используя формулу, вычислить значение уставки срабатывания дифференциально-токовой отсечки $I_{\text{дто}}$, которая определяется на основе требования обеспечения отстройки от наибольшего расчетного значения тока небаланса» [10]:

$$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 1{,}2 \cdot 5{,}6\ \text{А} = 6{,}8\ \text{А} \qquad (38)$$

Далее, в качестве уставки ДТО, необходимо сравнить два рассчитанных значения: уставку, определенную по току небаланса, и уставку, определенную по пусковому току намагничивания и выбрать наибольшее из них.

$$I_{\text{дто}} > I_{\text{тн}}$$
$$I_{\text{дто}} = 6{,}8$$

5.4 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

«Уставку начального тока срабатывания ДЗТ выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса в нагрузочном режиме» [11].

«Для блоков БМРЗ, учитывающих текущее положение РПН, расчет выполняют дважды, сначала для группы «грубых» уставок, а затем для группы «чувствительных» уставок.

Относительный расчетный ток небаланса $I_{\text{НБ расч}}$, используемый при расчете, рассчитать, используя формулу» [11]:

$$I_{\text{НБ расч}} = 0{,}5 \cdot \left(0{,}1 + \gamma + U_{\text{рег}}\right) = \\ = 0{,}5 \cdot (0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}16) = 0{,}155 \quad (39)$$

«По формуле, рассчитать уставку начального тока $I_{\text{ДЗТ нач}}$» [10]:

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = k_{\text{отс дзт}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 1{,}2 \cdot 0{,}155 \text{ А} = 0{,}233 \quad (40)$$

Где $k_{\text{отс дзт}} = 1{,}5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

«В соответствии с требованиями методических расчетов значение уставки начального тока срабатывания принять равной 0,3 о.е» [10].

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = 0{,}3 \text{ о. е.}$$

5.5 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

«Коэффициент торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ выбирают исходя из условия отстройки тока срабатывания защиты от расчетного тока небаланса при токе торможения, соответствующем концу второго участка.

Второй участок характеристики торможения соответствует токам торможения от 0,5 до 1,5 номинального тока трансформатора» [19].

«Для блоков БМРЗ, учитывающих текущее положение РПН, расчет выполняют дважды, сначала для группы «грубых» уставок, а затем для группы «чувствительных» уставок» [19].

«Необходимо определить ток срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ 2}}$ при токе торможения $I_{\text{ном тр}} = 1{,}5$, используя формулу» [20]:

$$I_{\text{ДЗТ 2}} = 1{,}5 \cdot \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot 0{,}1 + U_{\text{рег}} + \gamma\right) = \quad (41)$$
$$= 1{,}5 \cdot (2{,}5 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}05 = 0{,}69$$

Коэффициент торможения $k_{\text{торм 2}}$ рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{торм 2}} = I_{\text{ДЗТ 2}} - I_{\text{ДЗТ нач}} = 0{,}69 - 0.3 = 0{,}39 \quad (42)$$

5.6 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ

«Рассчитать значение тока торможения, соответствующее максимальному току внешнего КЗ $I_{k\,\text{торм}}$, по формуле» [21]:

$$I_{k\,\text{торм}} = \left(1 - \frac{k_{\text{пер}} \cdot 0{,}1}{2}\right) \cdot \frac{I^{\text{НН}}_{k\,\text{макс прив}}}{I^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}}} =$$

$$= \left(1 - \frac{2{,}5 \cdot 0{,}1}{2}\right) \cdot \frac{617{,}5}{50{,}2} = 10{,}9\ \text{А} \qquad (43)$$

Уставку коэффициента торможения $k_{\text{торм 3}}$ рассчитать по формуле:

$$k_{\text{торм 3}} = \frac{I_{\text{ДТО}} - I_{\text{ДЗТ 2}}}{I_{k\,\text{торм}} - I_{k\,\text{торм 2}}} = \frac{6{,}8 - 0{,}69}{10{,}9 - 1{,}5} = 0{,}643 \qquad (44)$$

5.7 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы чувствительных уставок

«Относительный расчетный ток небаланса $I_{\text{НБ расч}}$, используемый при расчете, определить по формуле» [17]:

$$I_{\text{НБ расч}} = 0{,}5 \cdot \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot 0{,}1 + \gamma + U_{\text{рег}}\right) =$$

$$= 0{,}5 \cdot (2{,}5 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}16) = 0{,}23 \qquad (45)$$

«Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач ч}}$ рассчитать по формуле» [18]:

$$I_{\text{ДЗТ нач ч}} = k_{\text{отс дзт}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 1{,}5 \cdot 0{,}23 = 0{,}345 \qquad (46)$$

В соответствии с методическими указаниями значение уставки начального тока срабатывания принять равным 0,4 о.е.

$$I_{\text{ДЗТ нач ч}} = 0.4 \text{ о. е.}$$

5.8 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ группы чувствительных уставок

«Рассчитать значение тока небаланса $I_{\text{НБ расч}}$, необходимое для дальнейшего расчета тока срабатывания ДЗТ по формуле» [16]:

$$I_{\text{НБ расч}} = 1{,}5 \cdot \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot 0{,}1 + \gamma + U_{\text{рег}}\right) = \\ = 1{,}5 \cdot (2{,}5 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}16) = 0{,}69 \quad (47)$$

Рассчитать значение тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ 2 ч}}$ при значении тока торможения 1,5, по формуле:

$$I_{\text{ДЗТ 2 ч}} = k_{\text{отс дзт}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 1{,}5 \cdot 0{,}69 = 0{,}828 \quad (48)$$

«Уставку коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ группы чувствительных уставок $k_{\text{торм 2 ч}}$ рассчитать по формуле» [10]:

$$k_{\text{торм 2 ч}} = I_{\text{ДЗТ 2 ч}} - I_{\text{ДЗТ нач ч}} = 0{,}828 - 0{,}4 = 0{,}428 \quad (49)$$

5.9 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ группы чувствительных уставок

По приведенной ниже формуле рассчитать ток $I_{\text{ДТО ч}}$:

$$I_{\text{ДТО ч}} = 1{,}2 \cdot \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot U_{\text{рег}} \cdot \gamma\right) \cdot \frac{I^{\text{НН}}_{k\ \text{макс прив}}}{I^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}}} =$$

$$= 1{,}2 \cdot (2{,}5 \cdot 1 \cdot 0{,}16 \cdot 0{,}05) \cdot \frac{627{,}5}{50{,}2} = 6{,}757 \qquad (50)$$

По формуле рассчитать уставку коэффициента торможения $k_{\text{торм 3 ч}}$:

$$k_{\text{торм 3 ч}} = \frac{I_{\text{ДТО ч}} - I_{\text{ДЗТ 2 ч}}}{I_{k\ \text{торм}} - k_{\ \text{торм 2 ч}}} = \frac{6{,}757 - 0{,}828}{10{,}9 - 0{,}428} = 0{,}564 \qquad (51)$$

5.10 Проверка чувствительности ДЗТ

«Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН $I^{\text{НН}}_{\text{к мин прив}}$ по формуле» [7]:

$$I^{\text{НН}}_{\text{к мин прив}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U^{\text{ВН}}_{\text{ср ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с мин}} + X_{\text{т макс}})} =$$

$$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115000\ \text{В}}{\sqrt{3} \cdot (18{,}97\ \text{Ом} + 174{,}63\ \text{Ом})} = 296{,}99\ \text{А} \qquad (52)$$

«Далее рассчитать коэффициент чувствительности ДЗТ $k_{\text{ч}}$ при металлическом КЗ по формуле» [7]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{\text{НН}}_{\text{к мин прив}} \cdot (1 - 0{,}1)}{I^{\text{ВН}}_{\text{ном тр}} \cdot I_{\text{ДЗТ нач}}} = \frac{296{,}99\text{А} \cdot (1 - 0{,}1)}{50{,}2 - 0{,}3} = 17{,}747 \qquad (53)$$

«Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям $k_{\text{ч}} > 2$» [7]

5.11 Выбор уставок сигнализации небаланса и блокировки ДЗТ при возникновении броска тока намагничивания

«В качестве максимального рабочего тока принять значение номинального тока трансформатора, и по приведенной ниже формуле рассчитать относительный расчётный ток небаланса $I_{\text{НБ расч}}$» [9]:

$$I_{\text{НБ расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot 0{,}1 + U_{\text{рег}} + \gamma = \\ = 2{,}5 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}05 = 0{,}46\text{А} \quad (54)$$

«Значение уставки сигнализации небаланса $I_{\text{НБ}}$ рассчитать по следующей формуле» [9]:

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 1.1 \cdot 0{,}46 = 0{,}506\ \text{А} \quad (55)$$

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ «уставка сигнализации небаланса должна быть задана коэффициентом $k_{\text{НБ}}$, равным отношению $I_{\text{НБ}}$ к уставке начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач}}$» [11].

$$k_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗТ нач}}} = \frac{0{,}506\ \text{А}}{0{,}3\ \text{А}} = 1{,}687$$

«Уставку ИПБ $k_{\text{ИБП}}$ в соответствии с технической документацией рекомендуется устанавливать равной 0,15 о.е. $k_{\text{ИБП}} = 0{,}15\ \text{о.е.}$ В процессе эксплуатации значение данной уставки может быть уточнено» [11].

«Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $\text{Т}_{\text{ПБ}}$ для трансформаторов малой и средней мощности рекомендуется принимать равной одной секунде, а для трансформаторов большей мощности – две секунды. $\text{Т}_{\text{ПБ}} = 1$ сек. «Значение данной уставки так же рекомендуется уточнить по опыту эксплуатации» [11].

«Произведя полный расчет всех уставок ДЗТ трансформатора необходимо свести таблицу 3 с полученными значениями для удобства ввода данных в блок БМРЗ» [11].

Таблица 3 – уставки блока БМРЗ ТД 20-12

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН, А	$I^{\text{ВН}}_{\text{НОМ ПТН}}$	5
Номинальный ток ПТН для стороны НН, А	$I^{\text{НН}}_{\text{НОМ ПТН}}$	0.5
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{\text{ДТО}}$	6.76
Коэффициент сигнализации небаланса, о.е.	$K_{\text{НБ}}$	1.69
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{\text{ДЗТ нач}}$	0.3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$K_{\text{ТОРМ2}}$	0.39
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	$K_{\text{ТОРМ3}}$	0.64
ИПБ, о.е.	$K_{\text{ИПБ}}$	0.15
Время длительности блокирования, сек	$T_{\text{ПБ}}$	1
Начальный ток срабатывания «чувствительного» органа ДЗТ, о.е.	$I_{\text{ДЗТ нач ч}}$	0.35
Коэффициент торможения второго участка «чувствительного» органа ДЗТ	$K_{\text{ТОРМ2ч}}$	0.48
Коэффициент торможения третьего участка «чувствительного» органа ДЗТ	$K_{\text{ТОРМ2 ч}}$	0.57

Характеристики дифференциальной токовой отсечки, дифференциальной защиты трансформатора и чувствительного органа ДЗТ изображены на рисунке 8.

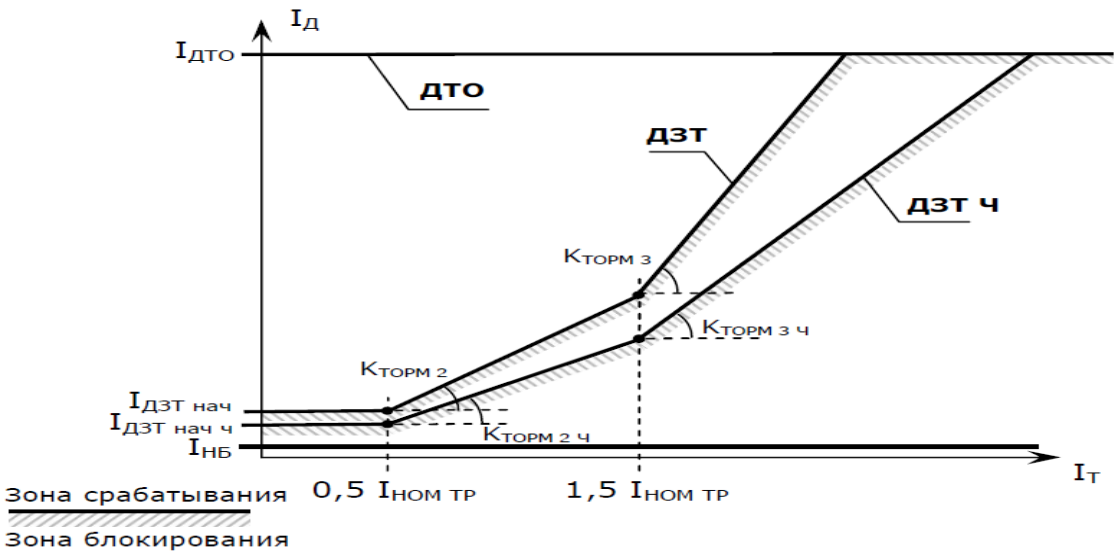

Рисунок 8 – Характеристики ДТО, ДЗТ и «чувствительного» органа ДЗТ

Вывод. В данном разделе были произведены расчеты сопротивления трансформатора, выбран преобразователь тока в напряжение блока БМРЗ, рассчитаны уставки срабатывания ДТО, уставки начального тока срабатывания ДЗТ, уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ, уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ, уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы чувствительных уставок, уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ группы чувствительных уставок, уставок сигнализации небаланса и блокировки ДЗТ при возникновении броска тока намагничивания. После была произведена проверка чувствительности ДЗТ и все полученные в ходе расчетов значения были сведены в таблицу для удобства внесения данных в блок БМРЗ.

Заключение

Целью выпускной квалификационной работы являлось повышение надежности и эксплуатационных характеристик релейной защиты на понизительной подстанции 110/6 кВ ЖЭТЗ путем модернизации устаревших электромеханических систем на более современные устройства использующие микропроцессорные технологии.

Анализ состояния релейной защиты выявил необходимость срочной модернизации системы дифференциальной защиты трансформатора типа ТДН мощностью 10000 кВА с номинальным напряжением 110 кВ. Установленная ранее система защиты была выполнена на основе морально и физически устаревшего электромеханического реле типа ДЗТ-11, которое эксплуатировалось значительно дольше установленного нормативного срока службы. Это обстоятельство создает повышенный риск возникновения отказов оборудования вследствие износа механических элементов и ухудшения характеристик изоляции.

Кроме того, проведенные исследования показали низкую чувствительность установленной защитной аппаратуры к возникновению внутренних повреждений, таких как межвитковые короткие замыкания внутри обмоток трансформатора. Недостаточная селективность реле приводит к увеличению вероятности ложных срабатываний защиты в условиях повышенных нагрузок сети, вызванных внешними факторами (например, резкими изменениями нагрузки, повреждениями линий электропередач).

Также выявлены значительные проблемы с точностью настройки уставок реле, что делает невозможным эффективное подавление влияния несимметричных режимов работы энергосистемы на функционирование дифференциальной защиты. Отмечено неудовлетворительное качество регулировки коэффициента торможения реле относительно тока небаланса, возникающего в переходных процессах переключений коммутационных аппаратов.

Таким образом, модернизация существующей схемы дифференциальной защиты является объективно необходимой мерой повышения надежности энергоснабжения потребителей и предотвращения аварийных ситуаций на данном участке электрической сети. Новая система должна обеспечить высокую надежность и быстродействие, требуемые современными стандартами качества электроэнергии и безопасности электроснабжения объектов промышленности и инфраструктуры.

При выборе оборудования учитывались такие критерии как: доступность на рынке, надежность блоков и их технические возможности. Проанализировав эти аспекты выбор пал между двумя популярными в настоящее время решениями на российском рынке микропроцессорных устройств релейной защиты – блоками «Сириус 2т» от производителя НПП «РАДИУС Автоматика» и «БМРЗ-ТД-12-20-21» от «Механотроника». При сравнении возможностей данных устройств выбор пал на второе решение.

Для реализации ДТЗ силовых трансформаторов на базе блока «БМРЗ-ТД-12-20-21» установленных на подстанции ЖЭТЗ были рассчитаны токи короткого замыкания с учетом положения РПН на сторонах низкого и высокого напряжения, и выбраны ПТН с соответствующими параметрами, а также уставки ДТО и ДЗТ.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Беркович М. А. Справочник по релейной защите. 2020. 376 с.
2. «Вахнина В.В., Черненко А.Н. Модель дифференциальной токовой защиты силового трансформатора // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: сборник трудов IV Международной научно-технической конференции: в 2 ч. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2012. - 4.2. - С. 16-19. 39 25.
3. Гуревич, В. И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты» [2]: мифы и реальность. 2008. 62 с.
4. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. 2020. 320 с.
5. Методы повышения надежности электроснабжения и устойчивости работы предприятий с непрерывными технологическими процессами [Электронный ресурс]. URL: http://www.dslib.net/elektrotex-kompleksy/metody-povyshenija-nadezhnosti-jelektrosnabzhenija-i-ustojchivosti-raboty-predprijatij-s.html (дата обращения: 15.10.2024).
6. «Механотроника интеллектуальные устройства релейной защиты [Электронный ресурс]. URL: http://www.mtrele.ru/ (дата обращения: 15.10.2024) » [6].
7. Официальный сайт научно-технического центра Механотроника https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz/bmrz-tr.html#preview-2
8. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
9. Радиус автоматика Сириус 2Л [Электронный ресурс]. URL: https://www.rza.ru/ (дата обращения: 15.10.2024).
10. «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. РД 153-34.0-35.648-01» [10]. 2001. 22 с.

11. Самолина О. В., Вахнина В. В. Релейная защита: практикум. Тольятти издательство Тольяттинского государственного университета 2023. 58 с.

12. «Смородин Г. С., Лысенко В. С., Копейкин Д. А., Гафаров А. А. Микропроцессорные устройства релейной защиты / Молодой ученый. — 2016. — № 29 (133). — С. 136-138» [12].

13. «СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: URL: https://docs.cntd.ru/document/1200086397 (дата обращения» [13] 26.05.2025).

14. Федоров В. А. Библия релейной защиты и автоматики. 2004. 277 с.

15. «Чернобровов Н. В., Семёнов В. А. Релейная защита энергетических систем. Москва: «Энергоатомиздат» 1998. 791 с.

16. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей Санкт-Петербург: «Энергоатомиздат» 1985. 293 с.

17. «Antoun C. High Voltage Circuit Breaker and Power Transformer Failure Modes and Their Detection // 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Perth, WA, Australia, 2018, pp. 1-6.

18. Gotte N., Krampert T., Nikolic P.G. Series Connection of Gas and Vacuum Circuit Breakers as a Hybrid Circuit Breaker in High-Voltage Applications //in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 48, no. 7, pp. 2577-2584.

19. Hickey R.B., Robert B. Electral Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-HIII Companies, 2012. 575 p.

20. Sousa H.F.S., de Oliveira A.C., de Santana H.N., da Costa E.G., Ferreira T.V. Analysis of Alternative Parameters of Dynamic Resistance Measurement in High Voltage Circuit Breakers // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Athens, Greece, 2018, pp» [18].

21. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017, 368 p.