

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 ПС 35/10 кВ «Новый Буян» с применением цифровых устройств

Обучающийся

Н.И. Ледовской

(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 бакалаврской работе рассмотрены вопросы реконструкции релейной защиты подстанции 35/10 кВ Новый Буян с применением цифровых устройств. Рассмотрены ремонтные и аварийные режимы и выполнена оценка загрузки электросетевого оборудования и отклонения уровней напряжения от допустимых. Произведён расчёт токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах как при основном, так и при резервном питании. В работе предусматривается замена трансформатора мощностью 2,5 МВА на новый, мощностью 4 МВА, что приведёт к необходимости частичной замены оборудования 35 и 10 кВ на подстанции.

В работе разработана схема распределения защит по трансформаторам тока и напряжения, составлен перечень шкафов, выполняющих комплекс мероприятий по релейной защите.

Сформулированы основные технические требования к комплексам РЗА.

В работе выполнены расчеты уставок ДЗТ. В работе произведен расчет времени насыщения трансформаторов тока 35 кВ на ПС 35 кВ Новый Буян.

В работе были разработаны основные технические решения по структуре ССПИ, организации «нижнего» и «среднего» уровня ПТК ССПИ, взаимодействию с удаленными диспетчерскими центрами. Составлен алгоритм дистанционного управления.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 65 страниц, содержит 13 таблиц и 6 рисунков. Список используемых источников содержит 28 наименований, в том числе 5 на английском языке. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

## **Annotation**

The bachelor's thesis examines the issues of reconstruction of relay protection of the 35/10 kV Novy Buyan substation using digital devices. Repair and emergency modes are considered and an assessment of the load of the power grid equipment and deviation of voltage levels from permissible ones is made. Calculation of short-circuit currents in maximum and minimum modes is made both for the main and backup power supply. The work provides for the replacement of a 2.5 MVA transformer with a new one, with a capacity of 4 MVA, which will lead to the need for partial replacement of 35 and 10 kV equipment at the substation.

The work develops a protection distribution scheme for current and voltage transformers, a list of cabinets performing a set of relay protection measures is compiled.

The main technical requirements for relay protection systems are formulated.

The work includes calculations of the DZT settings. The work calculates the saturation time of 35 kV current transformers at the 35 kV Novy Buyan substation. The work developed the main technical solutions for the structure of the SSPI, the organization of the "lower" and "middle" levels of the SSPI PTC, interaction with remote control centers. A remote control algorithm was developed. The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 65 pages, contains 13 tables and 6 figures. The list of sources used contains 28 titles, including 5 in English. The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

## Содержание

Введение.....	6
1 Анализ электроэнергетических режимов и расчет токов короткого замыкания.....	10
1.1 Анализ электроэнергетических режимов .....	10
1.2 Расчет токов короткого замыкания .....	14
1.2.1 Питание от ПС Винтай.....	14
1.2.2 Резервное питание от ПС Елховка.....	17
2 Принятые решения по реконструкции электрической части ПС Новый Буян .....	22
2.1 ОРУ 35кВ .....	22
2.2 Силовые трансформаторы.....	23
2.3 КРУН 10 кВ.....	23
2.4 Заземление и молниезащита ПС Новый Буян.....	25
3 Решения по реконструкции системы релейной защиты ПС Новый Буян....	29
3.1 Основные технические требования к комплексам РЗА .....	30
3.2 Принятые технические решения по РЗА .....	40
3.2.1 Защита и автоматика трансформатора .....	40
3.2.2 Оперативная блокировка разъединителей .....	47
4 Определение параметров системы сбора и передачи информации на ПС Новый Буян после реконструкции .....	49
4.1 Основные технические решения .....	49
4.1.1 Структура системы.....	49
4.1.2 Решения по организации «нижнего» уровня ПТК ССПИ.....	50
4.1.3 Решения по организации «среднего» уровня ПТК телемеханики.	53
4.1.4 Информационное взаимодействие с удаленными диспетчерскими центрами .....	54
4.2 Описание алгоритма дистанционного управления.....	55
4.2.1 Общие функциональные требования.....	55

4.2.2 Функциональные требования к человеко-машинному интерфейсу .....	56
4.2.3 Управление коммутационными аппаратами .....	56
4.2.4 Алгоритм формирования обобщенных сигналов и дополнительные требования к перечням передаваемых сигналов .....	56
Заключение .....	58
Список используемой литературы .....	62

## Введение

ПС 35 кВ Новый Буян служит для питания объектов сельского поселения Новый Буян на напряжении 10 кВ.

План расположения реконструируемой ПС 35 кВ Новый Буян приведен на рисунке 1.

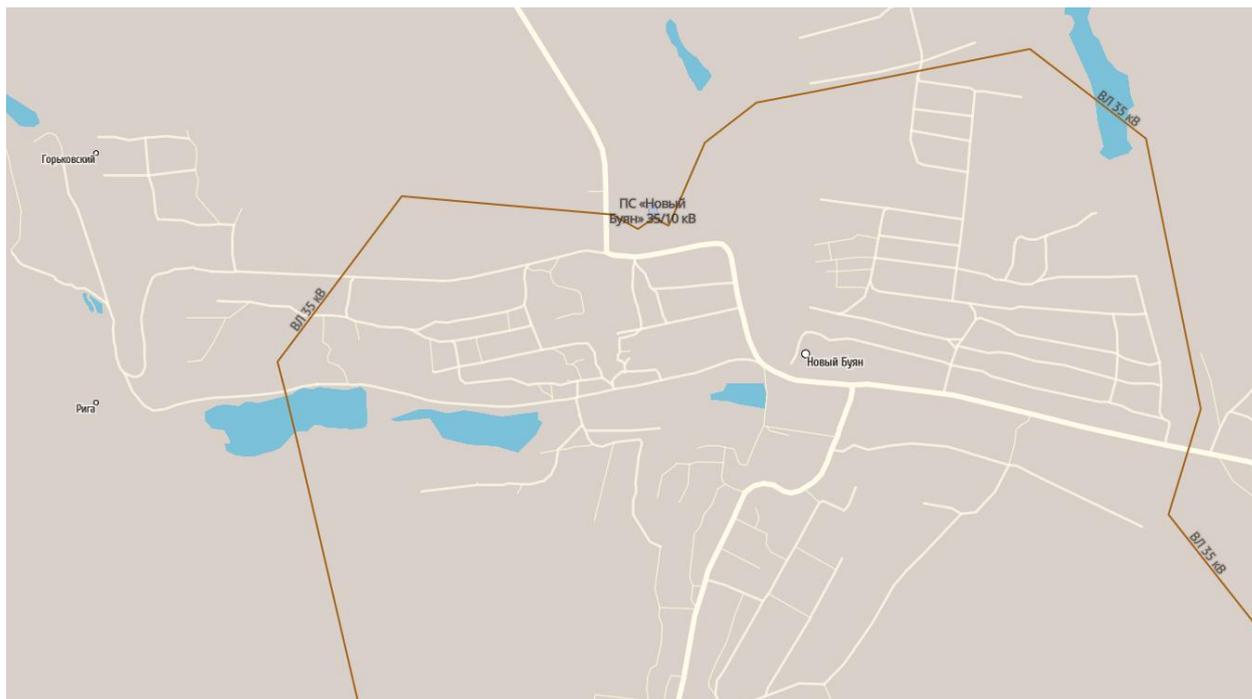


Рисунок 1 - План расположения реконструируемой ПС 35 кВ Новый Буян

На территории ПС 35 кВ Новый Буян расположено металлическое здание, КРУН 10 кВ типа КРН -3-10, силовой трансформатора 2,5 МВА (Тр31) и силовой трансформатора 4 МВА (Тр32), линейные порталы, электротехническое оборудование, маслопровод от трансформаторов и далее за территорию ПС. Ограждение существующей подстанции выполнено из сетчатых панелей по бетонным столбам. В западном участке ограждения расположены ворота, которые рассчитаны на въезд на территорию ПС. Внутриплощадочный проезд на подстанции отсутствует. На всей территории ПС, не занятой сооружениями, растет трава.

Подъезд к воротам с существующей гравийной дороги, идущей вдоль западной стороны ограждения, имеет гравийное покрытие.

В таблице 1 представлена краткая характеристика технических показателей реконструируемой ПС Новый Буян.

Таблица 1 - Краткая характеристика технических показателей реконструируемой ПС Новый Буян

Показатель	Значение	До техперевооружения	После техперевооружения
Номинальное напряжение	кВ	35 кВ 10 кВ	
Конструктивное исполнение РУ	110 кВ 10 кВ	ОРУ КРУН-10кВ	
Распределительные устройства:			
- 110 кВ	название	«Два блока с выключателями в цепях трансформаторов, неавтоматической перемычкой со стороны линий и выключателем со стороны линии Л-649» [21]	
- 10 кВ	название	Типовая №10-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» [21]	
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ: - РУ 35 кВ - РУ 10 кВ	шт.	2 7	
Количество и мощность силовых трансформаторов	Количество Мощность, Тип	2 шт 2,5+4 МВА Тр31: ТМ-2500 /35 У1 Тр32: ТМ-4000 /35 У1	2 шт 4+4МВА Тр31: ТМ-4000 /35 У1 Тр32: ТМ-4000 /35 У1
Род оперативного тока	Напряжение	~220 В	

Подключение в энергосистему ПС 35 кВ Новый Буян выполняется по ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Новый Буян – Винтай;
- ВЛ 35 кВ Новый Буян – Старый Буян,

и в ходе реконструкции остается неизменным.

На ПС предусматривается увеличение отбора мощности с шин 10 кВ на величину:

- I этап – 500 кВт;

- II этап – 660 кВт.

В работе предусматривается установка одного силового двухобмоточного трансформатора, взамен существующего трансформатора Тр31. К установке принимается двухобмоточный трансформатор типа ТМН-4000/35-У1 мощностью 4 МВА, система охлаждения М, напряжение обмоток: ВН: 35 кВ; НН: 11 кВ; климатического исполнения УХЛ1. РПН в нейтрали ВН  $\pm 4 \times 2,5\%$ . Схема соединения  $Y_n/\Delta-0-11$  [10].

В рамках реконструкции ПС Новый Буян предусматривается (в части основного оборудования и конструкций):

- замена существующего силового двухобмоточного трансформатора Тр31 типа ТМ-2500/35, мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор силовой двухобмоточный мощностью 4000 кВА с РПН в нейтрали ВН;
- замена физически и морально устаревшего оборудования ОРУ 35 кВ в ячейке силового трансформатора Тр31: масляного выключателя 35 кВ; разъединителя 35 кВ с ручными приводами; разрядников 35 кВ и 10 кВ в ячейках силовых трансформаторов Тр31 и Тр32; трансформаторного портала Тр31 и маслоприемника; строительных конструкции под оборудование; ошиновки в объеме ячейки силового трансформатора и ячейки;
- к установке принимается современное оборудование с применением вакуумных выключателей 35 кВ и разъединителей с ручными приводами главных и заземляющих ножей;
- реконструкция контура заземления подстанции;
- замена шинного моста 10 кВ между силовыми трансформаторами и КРУН 10 кВ. Шинный мост выполняется на номинальный ток  $I_{ном} = 610$  А (АС-240/35);
- в связи с увеличением номинальной мощности силовых трансформаторов, выполняется замена вакуумного выключателя в ячейках ввода Тр31 и трансформаторов тока. К установке

принимаются вакуумные выключатели с  $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$  и трансформаторы тока с  $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ .

- в работе предусматривается замена выключателя 10 кВ (ВМГ-10) в ячейке Ф-173 и трансформатора тока. К установке принимаются вакуумные выключатели с  $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$  и трансформаторы тока с  $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$ .
- в работе предусматривается замена трансформаторов собственных нужд ТСН-101 и ТСН-102 в ячейках КРУН. К установке предусматриваются герметичные масляные трансформаторы, напряжением 10/0,23 кВ, мощностью 40 кВА;
- в работе предусматривается замена проходных изоляторов в ячейках Т-101, Ф-173, ТСН-101, ТСН-102.
- сооружение кабельных ж/б каналов, для прокладки кабелей до 1000 В. В работе предусмотрена отдельная прокладка силовых и контрольных кабелей.
- для размещения панелей РЗА, телемеханики и связи, а также средств индивидуальной защиты, в работе предусматривается сооружение здания (модуль ЯТС, размером 5×3 м) на базе быстровозводимых зданий;
- на территории подстанции проектируется внутриплощадочный тупиковый проезд вдоль трансформаторов, который является продолжением существующего подъезда к ПС. Дорожное покрытие внутриплощадочного проезда принято гравийным;
- в связи с тем, что площадка подстанции подтапливается в период интенсивных осадков, для удобства обслуживания КРУН 10 кВ, вдоль ячеек предусматривается сооружение металлического решетчатого настила.

Целью бакалаврской работы является обеспечение безаварийного функционирования ПС Новый Буян путем реконструкции существующей системы релейной защиты с применением цифровых устройств.

# **1 Анализ электроэнергетических режимов и расчет токов короткого замыкания**

## **1.1 Анализ электроэнергетических режимов**

На основании результатов расчетов установившихся электроэнергетических режимов должны быть определены требования к характеристикам вновь устанавливаемого на объекте проектирования оборудования, а также определены основные технические требования к средствам компенсации реактивной мощности на объекте проектирования и в прилегающей сети. Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для нормальной и основных ремонтных схем, при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем» на год ввода объекта в эксплуатацию и на пятилетнюю перспективу с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок [14]. Расчетные модели энергосистемы для периодов зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня учитывают сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых подстанций, ввод новых генерирующих мощностей, а также демонтажи электросетевого и генерирующего оборудования.

Топология сети выполнена в соответствии с материалами «Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы» [15]. Расчетная схема замещения для исследования установившихся электроэнергетических режимов работы основной сети включает в себя сети 35-110 кВ. Средства компенсации реактивной мощности учтены в соответствии с имеющимися данными о фактическом размещении в настоящее время. Оценка загрузки элементов сети в период зимних максимальных нагрузок рабочего дня выполнена для температуры наружного

воздуха +10°C. Оценка загрузки элементов сети в период летних максимальных нагрузок рабочего дня выполнена для температуры наружного воздуха +35°C.

Расчеты режимов работы сети в районе размещения объекта проектирования выполнялись исходя из следующих основных условий:

- при формировании расчетных моделей были взяты результаты контрольных измерений (схемы потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения) в характерные часы зимних и летних контрольных замеров;
- расчетные нагрузки подстанций 35-110 кВ приняты для собственного максимума энергосистемы;
- расчетные реактивные нагрузки на шинах подстанций 35-110 кВ принимались на основе анализа отчетных данных;
- величины межсистемных перетоков мощности, генерация электростанций, а также уровни напряжения на шинах энергообъектов увязаны с балансом мощности ОЭС и расчетами по основной сети ОЭС и энергосистемы Самарской области;
- в послеаварийных режимах на стороне высокого напряжения понижающих подстанций должны обеспечиваться такие уровни напряжения, при которых на стороне низшего напряжения трансформаторов с учетом использования РПН напряжение будет не ниже допустимого.

Расчеты электрических режимов проводились с использованием программного комплекса «RastrWin».

Для выявления тех или иных особенностей функционирования энергосистемы производился анализ режимов работы сетей 35-110 кВ, состоящий из следующих этапов:

- проверка надежности функционирования сетей в различных схемно-режимных ситуациях;
- оценка достаточности мероприятий по развитию сетей;

- анализ влияния данных мероприятий на ликвидацию существующих и потенциальных особенностей функционирования, которые могут возникать в сетях.

В работе представлены расчеты нормальных и послеаварийных (ремонтных) электроэнергетических режимов работы сети на час прохождения зимнего и летнего максимума нагрузки. Началом расчетного периода принят 2025 год, окончание расчетного периода - 2029 год.

«Режимы при зимних максимальных нагрузках:

- нормальный режим;
- режим n-1 с отключением трансформатора Тр31 на ПС 35 кВ Новый Буян» [1].

Режимы при летних максимальных нагрузках:

- нормальный режим;
- режим n-1 с отключением трансформатора Тр32 на ПС 35 кВ Новый Буян.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов для нормальной, ремонтных и послеаварийных схем представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Результаты расчетов (зимние максимальные нагрузки)

Наименование ВЛ / ПС	Идтн, А (+10 С)	Фактическая загрузка ЛЭП / тр-ра в режиме (I, А)			
		Нормальный режим		Отключение трансформатора Тр31 на ПС 35 кВ Новый Буян	
		2025 г	2029 г	2025 г	2029 г
ПС Новый Буян, Тр31 (35 кВ)	66	34	34	0	0
	I,%	51,5	51,5	0	0
ПС Новый Буян, Тр32 (35 кВ)	66	16	16	49	49
	I,%	24	24	72	72
ПС Новый Буян, Тр31 (10 кВ)	220	115	117	0	0
	I,%	52	53,2	0	0
ПС Новый Буян, Тр32 (10 кВ)	220	53	54	167	170
	I,%	24	24,5	76	77

Таблица 3 - Результаты расчетов (летние максимальные нагрузки)

Наименование ВЛ / ПС	Иддтн, А (+35 С)	Фактическая нагрузка ЛЭП / тр-ра в режиме (I, А)			
		Нормальный режим		Отключение трансформатора Тр32 на ПС 35 кВ Новый Буян	
		2025 г	2029 г	2025 г	2029 г
ПС Новый Буян, Тр31 (35 кВ)	61	28	28	38	38
	I,%	46	46	62,3	62,3
ПС Новый Буян, Тр32 (35 кВ)	61	11	11	0	0
	I,%	18	18	0	0
ПС Новый Буян, Тр31 (10 кВ)	202	96	97	130	131
	I,%	47,5	48	64	65
ПС Новый Буян, Тр32 (10 кВ)	202	35	35	0	0
	I,%	17	17	0	0

В рассмотренных ремонтных (аварийных) режимах оценивалась нагрузка электросетевого оборудования и отклонение уровней напряжений от допустимых. Анализ результатов выполненных расчётов показал, что схема электрической сети 35-110 кВ, сформированная к 2025 году обеспечивает электроснабжение потребителей без ограничений, как в нормальной схеме, так и в ремонтных (послеаварийных) режимах.

По результатам проведенных расчетов с учетом перспективной нагрузки, связанной с присоединением новых и увеличивающих существующую мощность потребителей, превышения длительно-допустимых токовых нагрузок оборудования и отклонений напряжения от допустимых пределов не выявлено.

Рост электропотребления энергосистемы Самарской области на этапе 2029 года будет незначительным и обусловлен естественным приростом нагрузок, связанный с подключением новых потребителей.

## 1.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема для определения токов КЗ на шинах ПС Новый Буян приведена на рисунке 2.

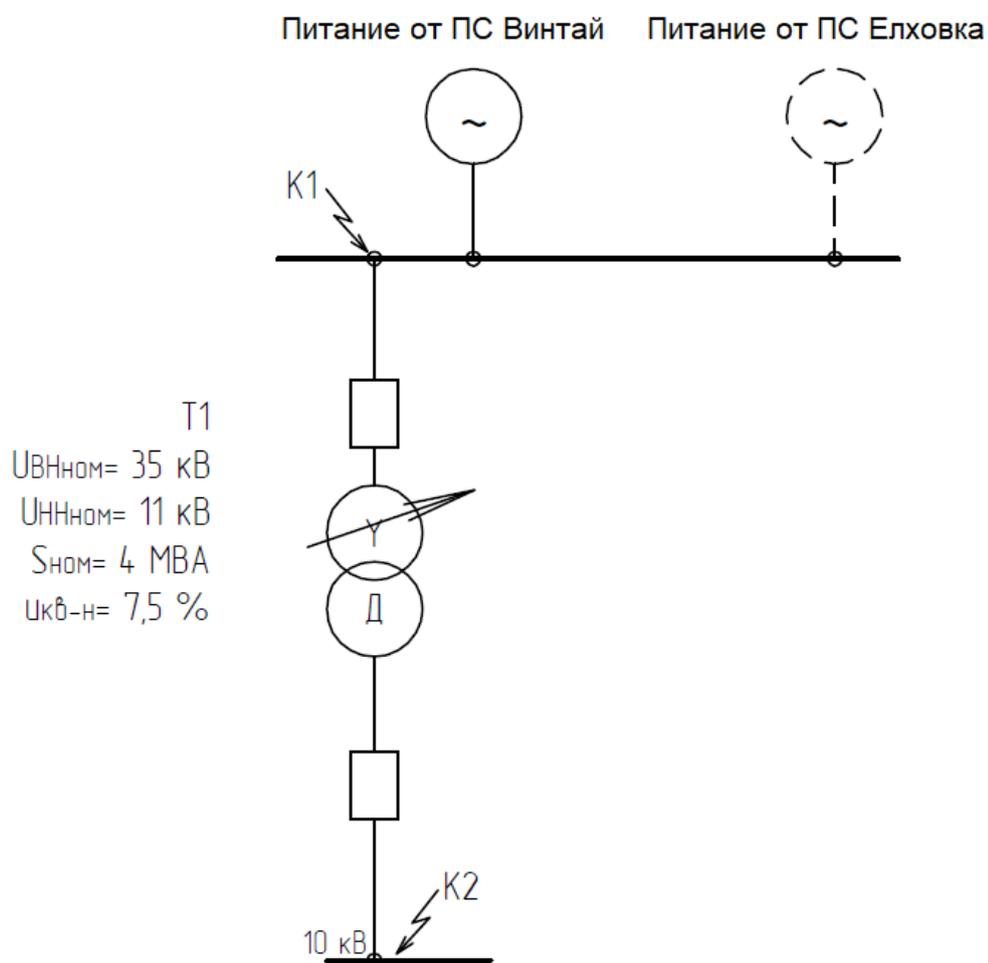


Рисунок 2 - Расчетная схема для определения токов КЗ на шинах ПС Новый Буян

### 1.2.1 Питание от ПС Винтай

Реактансы и токи КЗ на шинах ПС Винтай в максимальном и минимальном режимах составляют [17]:

– в максимальном режиме:

$$Z_1 = 1,97 + j5,98 \text{ Ом};$$

$$I^{(3)}=11230 \text{ A};$$

– в минимальном режиме:

$$Z_1=20,59+j41,40 \text{ Ом};$$

$$I^{(3)}=1521 \text{ A}.$$

Сопротивление трансформатора Тр2 ТДТН-25000 115/38,5/11 кВ:

$$U_{\text{кВС, \%}}=10,0;$$

$$U_{\text{кВН, \%}}=16,8;$$

$$U_{\text{кСН, \%}}=6,14;$$

$$X_{(10)}^{BH} = \frac{16,8 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 88,87 \text{ Ом};$$

$$X_{(10)}^{BC} = \frac{10,0 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 52,90 \text{ Ом}.$$

Сопротивление, приведенное к шинам 35 кВ [8]:

$$X_{C_{\min}}^{35} = (5,98 + 52,90) \cdot \left( \frac{38,5}{115} \right)^2 = 6,60 \text{ Ом};$$

$$X_{C_{\max}}^{35} = (41,40 + 52,90) \cdot \left( \frac{38,5}{115} \right)^2 = 10,57 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ до ПС 35 кВ Новый Буян Л-661 АС-70 9,85 км:

$$Z_{\text{уд}}=0,428+j0,358 \text{ Ом};$$

$$Z_{BL}^{35} = 9,85 \cdot (0,428 + j0,358) = 4,22 + j3,53 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора ТДН-4000 35/11 кВ:

$$U_{кВН, \%} = 7,5;$$

$$X^{BH} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 4} = 22,97 \text{ Ом.}$$

Токи короткого замыкания на шинах ПС 35 кВ Новый Буйн в максимальном режиме.

На шинах 35 кВ суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}^{35} = j6,60 + (4,22 + j3,53) = 4,22 + j10,13 = 10,97 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{35}}, \quad (1)$$

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 10,97} = 1842 \text{ А.}$$

На шинах 10 кВ суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}^{10} = j6,60 + (4,22 + j3,53) + j22,97 = 4,22 + j33,1 = 33,37 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 33,37} = 606 \text{ А.}$$

Приведенный к стороне 10 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{606 \cdot 35}{11} = 1928 \text{ А.}$$

Токи короткого замыкания на шинах ПС 35 кВ Новый Буйн в минимальном режиме.

На шинах 35 кВ суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}^{35} = j10,57 + (4,22 + j3,53) = 4,22 + j14,10 = 14,72 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 14,72} = 1373 \text{ А.}$$

На шинах 10 кВ суммарное сопротивление [25]:

$$Z_{\Sigma}^{10} = j10,57 + (4,22 + j3,53) + j22,97 = 4,22 + j37,07 = 37,31 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 37,31} = 542 \text{ А.}$$

Приведенный к стороне 10 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{542 \cdot 35}{11} = 1725 \text{ А.}$$

### 1.2.2 Резервное питание от ПС Елховка

Реактансы и токи КЗ на шинах ПС Елховка в максимальном и минимальном режимах составляют:

– в максимальном режиме:

$$Z_1 = 0,53 + j3,34 \text{ Ом;}$$

$$I^{(3)}=21915 \text{ A};$$

– в минимальном режиме:

$$Z_1=1,23+j5,92 \text{ Ом};$$

$$I^{(3)}=12745 \text{ A}.$$

Сопротивление трансформатора Т-2 КТРУ-10000 112/38,5/6,3 кВ:

$$U_{\text{кВС}}, \% = 10,3;$$

$$U_{\text{кВН}}, \% = 16,9;$$

$$U_{\text{кСН}}, \% = 6,17;$$

$$X^{BC} = \frac{10,3 \cdot 112^2}{100 \cdot 10} = 129,20 \text{ Ом}.$$

Сопротивление, приведенное к шинам 35 кВ:

$$X_{C_{\min}}^{35} = (3,34 + 129,20) \cdot \left( \frac{38,5}{112} \right)^2 = 15,66 \text{ Ом};$$

$$X_{C_{\max}}^{35} = (5,92 + 129,20) \cdot \left( \frac{38,5}{112} \right)^2 = 15,97 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление ВЛ 35 кВ до ПС 35 кВ Новый Буян:

$$\text{Л-391: АС-50, 13,23 км, } Z_{\text{уд}}=0,603+j0,368 \text{ Ом};$$

$$\text{Л-649: АС-70, 23,12 км, } Z_{\text{уд}}=0,428+j0,358 \text{ Ом}.$$

$$Z_{\text{ВЛ}}^{35} = 13,23 \cdot (0,603 + j0,368) + 23,12 \cdot (0,428 + j0,358) = 17,87 + j13,15 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора ТДН-4000 35/11 кВ:

$$U_{\text{кВН}}, \% = 7,5;$$

$$X_{BH} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 4} = 22,97 \text{ Ом.}$$

Токи короткого замыкания на шинах ПС 35 кВ Новый Буян в максимальном режиме.

На шинах 35 кВ суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}^{35} = j15,66 + (17,87 + j13,15) = 17,87 + j28,81 = 33,90 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 33,90} = 596 \text{ А.}$$

На шинах 10 кВ суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}^{10} = j15,66 + (17,87 + j13,15) + j22,97 = 17,87 + j51,78 = 54,78 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 54,78} = 369 \text{ А.}$$

Приведенный к стороне 10 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{369 \cdot 35}{11} = 1174 \text{ А.}$$

Токи короткого замыкания на шинах ПС 35 кВ Новый Буян в минимальном режиме.

На шинах 35 кВ суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}^{35} = j15,97 + (17,87 + j13,15) = 17,87 + j29,12 = 34,17 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 34,17} = 591 \text{ А.}$$

На шинах 10 кВ суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}^{10} = j15,97 + (17,87 + j13,15) + j22,97 = 17,87 + j52,09 = 55,07 \text{ Ом.}$$

Приведенный к стороне 35 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 55,07} = 367 \text{ А.}$$

Приведенный к стороне 10 кВ:

$$I^{(3)} = \frac{367 \cdot 35}{11} = 1168 \text{ А.}$$

Результаты расчетов токов трехфазного КЗ на ПС 35 кВ Новый Буян заносим в таблицу 4.

Таблица 4 - Результаты расчетов токов трехфазного КЗ на ПС 35 кВ Новый Буян

Место КЗ	Основное питание от ПС Винтай		Резервное питание от ПС Елховка	
	Макс.режим	Мин.режим	Макс.режим	Мин.режим
Шины 35 кВ	1842 А	1373 А	596 А	591 А
Шины 10 кВ	1928 А	1725 А	1174 А	1168 А

Выводы по разделу.

В рассмотренных ремонтных (аварийных) режимах оценивалась загрузка электросетевого оборудования и отклонение уровней напряжений от допустимых. Анализ результатов выполненных расчётов показал, что схема электрической сети 35-110 кВ, прилегающей к ПС Новый Буян, сформированная к 2025 году, обеспечивает электроснабжение потребителей без ограничений, как в нормальной схеме, так и в ремонтных (послеаварийных) режимах.

По результатам проведенных расчетов с учетом перспективной нагрузки, связанной с присоединением новых и увеличивающих существующую мощность потребителей, превышения длительно-допустимых токовых нагрузок оборудования и отклонений напряжения от допустимых пределов не выявлено.

Выполнен расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах как при основном питании от ПС Винтай, так и при резервном питании от ПС Елховка.

## **2 Принятые решения по реконструкции электрической части ПС Новый Буян**

### **2.1 ОРУ 35кВ**

На основании результатов расчетов электрических режимов и токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 35 кВ и выше (на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет), проведен выбор оборудования реконструируемой ПС 35 кВ Новый Буян.

«По результатам расчетов определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ» [11].

В работе предусматривается реконструкция существующего ОРУ 35 кВ в ячейке силового трансформатора Тр31. Переустройство схемы ОРУ 35 кВ не предусматривается и остается прежней «Два блока с выключателями в цепях трансформаторов, неактоматической перемычкой со стороны линий и выключателем со стороны линии Л- 649».

«Оборудование, устанавливаемое в ячейке трансформатора 35 кВ Тр31:

- разъединитель трехполюсный 35 кВ типа: РГПЗ-16-III-35/1000 УХЛ1 с ручным приводом главных и заземляющих ножей (1 шт);
- вакуумный выключатель 35 кВ, со встроенными датчиками тока, напряжения, и датчиком нулевой последовательности  $I_{ном} = 1250$  А (1 шт);
- блок ограничителей перенапряжения 35 кВ типа ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1(1 шт).

Ошиновка 35 кВ выполняется двухрусной: гибкая с применением провода типа АС-120/19 ( $I_{ном} = 390 \text{ А}$ )» [24].

Установка оборудования ОРУ 35 кВ, выполняется на оцинкованные стойки, заводского изготовления.

В целях применения одного типа устройств защиты от перенапряжения в ячейке трансформатора Тр31 и Тр32, в работе предусматривается замена ветильных разрядников в ячейке в ячейке трансформатора 35 кВ Тр32 на ограничители перенапряжений типа ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1.

## **2.2 Силовые трансформаторы**

В работе предусматривается установка одного силового двухобмоточного трансформатора, взамен существующего трансформатора Тр31. К установке принимается двухобмоточный трансформатор типа ТМН-4000/35-У1 мощностью 4 МВА, система охлаждения М, напряжение обмоток: ВН: 35 кВ; НН: 11 кВ; климатического исполнения УХЛ1. РПН в нейтрали ВН  $\pm 4 \times 2,5\%$ . Схема соединения  $Y_n/\Delta-0-11$ .

Для аварийного сброса масла и воды от пожаротушения на трансформаторе, в работе предусматривается сооружение маслоборника без отвода масла.

## **2.3 КРУН 10 кВ**

В связи с увеличением номинальной мощности силовых трансформаторов, выполняется замена выключателя в ячейке Т-101 и трансформаторов тока.

В ячейках устанавливаются вакуумные выключатели с электромагнитной защелкой ( $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ ) и трансформаторы тока типа с четырьмя вторичными обмотками классом точности 0,5S/0,5/10P/10P и  $K_{тт}=300/5$ .

В работе предусматривается замена выключателя 10 кВ (ВМГ-10) в ячейке Ф-173 и трансформатора тока. К установке принимаются вакуумные выключатели с  $I_{ном} = 1000$  А и трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками классом точности 0,5S/0,5/10P и  $K_{тт}=200/5$ .

В работе предусматривается замена трансформаторов собственных нужд ТСН-101 и ТСН-102 в ячейках КРУН. К установке предусматриваются герметичные масляные трансформаторы, напряжением 10/0,23 кВ, мощностью 40 кВА.

В работе предусматривается замена проходных изоляторов в ячейках Т-101, Ф-173, ТСН101, ТСН-102.

Гибкий токопровод 10 кВ выполняется из сталеалюминиевого провода АС-240/39, с одним проводом в каждой фазе ( $I_{раб} = 610$  А). Шинопровод закрепляется на опорных изоляторах, классом напряжения 10 кВ. Узлы присоединения гибкого токопровода к выводам трансформаторов и проходным изоляторам КРУН-10 кВ, выполняется в соответствии с типовыми материалами ТМП 407-03-458.87 «Шинные мосты и гибкие связи между трансформаторами и КРУН» [22].

Для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений, в работе предусмотрена замена существующих вентильных разрядников 10 кВ на нелинейные ограничители перенапряжений 10 кВ типа ОПН-РВ-10/12,6/5/250 УХЛ1.

В целях применения одного типа устройств защиты от перенапряжения в ячейке трансформатора Тр31 и Тр32, в работе предусматривается замена вентильных разрядников 10 кВ в ячейке трансформатора Тр32 на ограничители перенапряжений типа ОПН-РВ-10/12,6/5/250 УХЛ1.

## 2.4 Заземление и молниезащита ПС Новый Буян

«ПС Новый Буян подстанция размещается в условиях средних загрязнений атмосферы. Изоляция распределительных устройств (подвесная и опорная) принята для II степени загрязнения в соответствии с ГОСТ 9920-89» [3].

«Защита оборудования от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений осуществляется нелинейными ограничителями перенапряжения на вводах линейных вводах 35 и 10 кВ и со стороны всех обмоток силовых трансформаторов» [28].

Молниезащита оборудования подстанции, устанавливаемого в данной работе, обеспечивается существующими молниеотводами высотой 15,85 м, установленными на двух приемных порталах 35 кВ и отдельностоящими молниеотводами двумя, высотой 14,5 м.

Заземляющее устройство в зоне установки нового оборудования выполняется новым и присоединяется к существующему контуру заземления. Контур выполняется согласно ПУЭ 7-е издание п. 1.7.88-1.7.95, 1.7.100-1.7.102 и 4.2.135, в виде сетки из круглой стали диаметром 16 мм, и вертикальных электродов из круглой стали диаметром 18 мм, спуски от оборудования – полосой размером 40×5 мм<sup>2</sup> [13].

Выполнение заземляющего устройства (ЗУ) подстанции производится в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» [19], СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» [20], СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» [18], ГОСТ 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) [6].

Заземление высоковольтного оборудования следует выполнить присоединением его кратчайшим путем к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства, элементы которого следует прокладывать на расстоянии 0,8-1,5 м от фундаментов оборудования. Непосредственно у места присоединения заземляющего спуска к заземляющему устройству должно обеспечиваться растекание токов не менее чем в двух направлениях.

К заземляющему устройству подстанции присоединяются все нетоковедущие металлические конструкции, устанавливаемые на открытой части подстанции, а также металлические короба для прокладки кабелей, металлические оболочки и экраны силовых и контрольных кабелей.

Заземляющие контуры отдельных узлов и сооружений соединяются между собой не менее чем 2-мя проводниками в общий контур.

«Результирующее сопротивление общего заземляющего устройства подстанции не должно превышать 4 Ом согласно ПУЭ пункт 1.7.90.

Силовые и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации проложить по разным трассам. При прокладке их по одной трассе расстояние между ними предусмотреть не менее: 0,45м – для кабелей с цепями 220 В; 0,6м - для кабелей с цепями 0,38В.

Силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации прокладываются на расстоянии не менее 10 м от оснований фундаментов (стоек) с молниеотводами.

Трассы контрольных кабелей располагаются на возможно большей протяженности по длине в непосредственной близости от горизонтальных заземлителей. Металлические оболочки и броня кабелей цепей управления, измерения и сигнализации присоединяются к ЗУ в местах концевой разделки кабелей» [13].

Выводы по разделу.

На основании результатов расчетов электрических режимов и токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов

прилегающей сети 35 кВ и выше (на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет), проведен выбор оборудования реновлируемой ПС 35 кВ Новый Буян.

В работе предусматривается реконструкция существующего ОРУ 35 кВ в ячейке силового трансформатора Тр31. Переустройство схемы ОРУ 35 кВ не предусматривается и остается прежней «Два блока с выключателями в цепях трансформаторов, неактоматической перемычкой со стороны линий и выключателем со стороны линии Л- 649».

В работе предусматривается установка одного силового двухобмоточного трансформатора, взамен существующего трансформатора Тр31. К установке принимается двухобмоточный трансформатор типа ТМН-4000/35-У1 мощностью 4 МВА, система охлаждения М, напряжение обмоток: ВН: 35 кВ; НН: 11 кВ; климатического исполнения УХЛ1. РПН в нейтрали ВН  $\pm 4 \times 2,5\%$ . Схема соединения  $Y_n/\Delta-0-11$ .

«Оборудование, устанавливаемое в ячейке трансформатора 35 кВ Тр31:

- разъединитель трехполюсный 35 кВ типа: РГПЗ-16-Ш-35/1000 УХЛ1 с ручным приводом главных и заземляющих ножей (1 шт);
- вакуумный выключатель 35 кВ, со встроенными датчиками тока, напряжения, и датчиком нулевой последовательности  $I_{ном} = 1250$  А (1 шт);
- блок ограничителей перенапряжения 35 кВ типа ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1(1 шт).

Ошиновка 35 кВ выполняется двухярусной: гибкая с применением провода типа АС-120/19 ( $I_{ном} = 390$  А)» [24].

В связи с увеличением номинальной мощности силовых трансформаторов, выполняется замена выключателя в ячейке Т-101 и трансформаторов тока.

В ячейках устанавливаются вакуумные выключатели с электромагнитной защелкой ( $I_{ном} = 1000$ А) и трансформаторы тока типа с

четырьмя вторичными обмотками классом точности 0,5S/0,5/10P/10P и  $K_{ТТ}=300/5$ .

В работе предусматривается замена выключателя 10 кВ (ВМГ-10) в ячейке Ф-173 и трансформатора тока. К установке принимаются вакуумные выключатели с  $I_{ном} = 1000$  А и трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками классом точности 0,5S/0,5/10P и  $K_{ТТ}=200/5$ .

В работе предусматривается замена трансформаторов собственных нужд ТСН-101 и ТСН-102 в ячейках КРУН. К установке предусматриваются герметичные масляные трансформаторы, напряжением 10/0,23 кВ, мощностью 40 кВА.

Молниезащита оборудования подстанции, устанавливаемого в данной работе, обеспечивается существующими молниеотводами высотой 15,85 м, установленными на двух приемных порталах 35 кВ и отдельностоящими молниеотводами двумя, высотой 14,5 м.

Заземляющее устройство в зоне установки нового оборудования выполняется новым и присоединяется к существующему контуру заземления. Контур выполняется в виде сетки из круглой стали диаметром 16 мм, и вертикальных электродов из круглой стали диаметром 18 мм, спуски от оборудования –полосой размером 40×5 мм<sup>2</sup>.

### **3 Решения по реконструкции системы релейной защиты ПС Новый Буян**

На ПС 35 кВ Новый Буян в объеме реконструкции требуется установка нового оборудования в ячейке трансформатора Т1 ОРУ 35 кВ по типовой схеме 35-4 «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», замена силового трансформатора мощностью 2,5 на новый, мощностью 4 МВА, замена высоковольтного оборудования вводной ячейки 10 кВ трансформатора Т1 и фидера 10 кВ Ф-173.

Выключатели 35 кВ устанавливаются с вакуумной изоляцией (реклоузеры) в комплекте с шкафом защиты, датчиками тока и напряжения, а также встроенными аккумуляторными батареями для оперативного питания цепей защиты и управления.

Реконструкция ПС 35 кВ Новый Буян выполняется на переменном оперативном токе.

В новом модульном здании устанавливаются панели, коммерческого учёта; шкафы основной и резервной защиты, автоматики и управления выключателя и автоматика регулирования напряжения трансформаторов Т1.

В помещении модульного здания устанавливаются шкаф телемеханики (ССПИ).

В работе разработана схема распределения защит по трансформаторам тока и напряжения, составлен перечень шкафов, выполняющих комплекс мероприятий по релейной защите.

План расстановки шкафов защиты и управления на ПС 35 кВ Новый Буян приведен на рисунке 3 и включает в себя:

- шкаф №1. Защита, автоматика и управление трансформатора Т1;
- шкаф №2. Автоматика РПН трансформатора Т1.



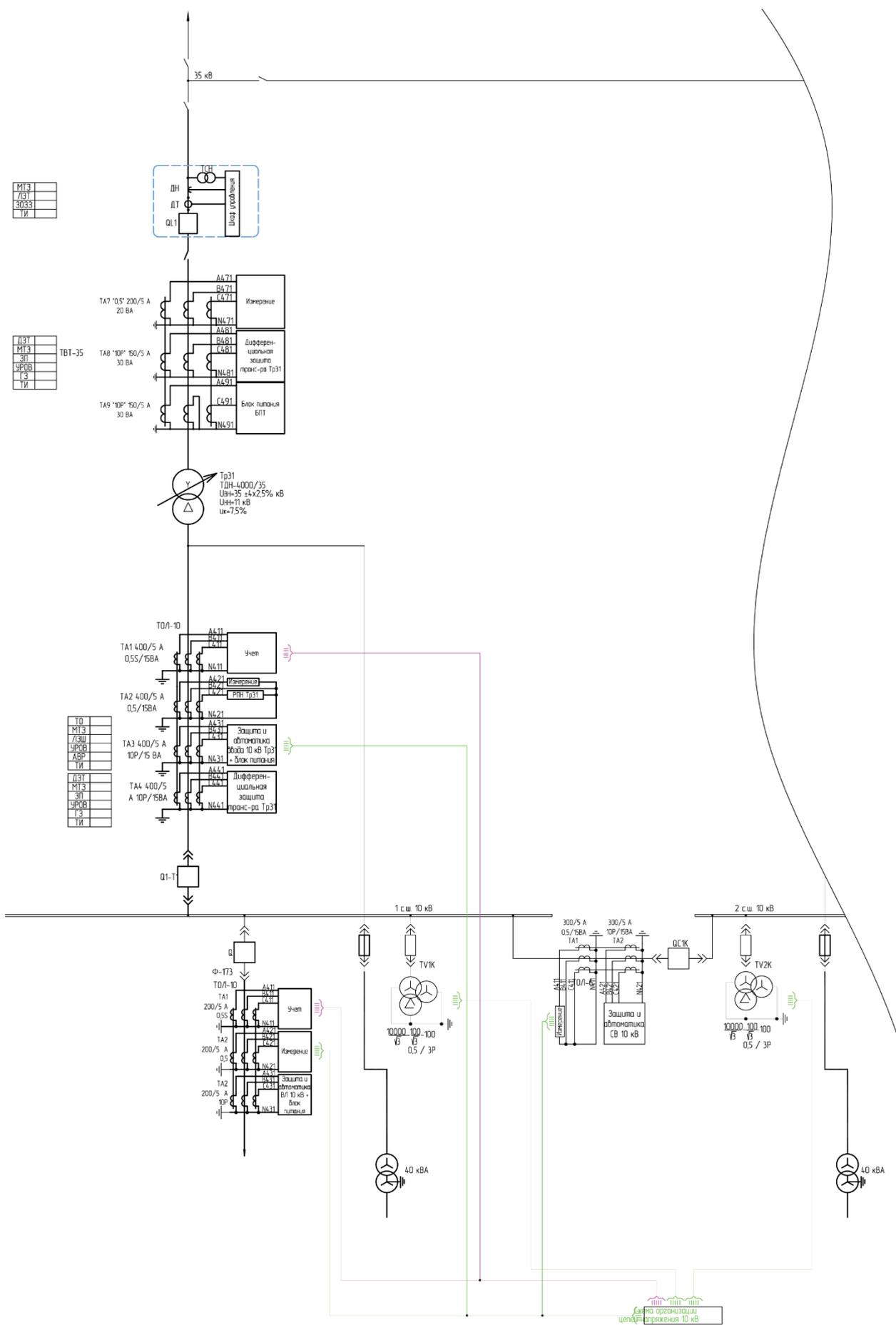


Рисунок 4 - Распределение защит по трансформаторам тока и напряжения

Таблица 5 - Цепи переменного тока терминалов

«Номинальный ток	$I_{НОМ} = 1$ или $5\text{ А}$ (определяется подключением)
Ток термической стойкости	не менее $2 \cdot I_{НОМ}$ (длительно)
Ток односекундной стойкости	не менее $40 \cdot I_{НОМ}$
Рабочий диапазон	не менее $(0,1 \div 20) \cdot I_{НОМ}$
Потребление на фазу при $I_{НОМ}$	не более $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ ( $2 \text{ В} \cdot \text{А}$ )» [2]

Таблица 6 - Цепи переменного напряжения терминалов

«Междуфазное номинальное напряжение	$U_{НОМ} = 100 \text{ В}$
Напряжение термической стойкости	не менее (длительно) $1,5 \cdot U_{НОМ}$
Напряжение односекундной стойкости	не менее $2,5 \cdot U_{НОМ}$
Напряжение термической стойкости цепей МПТ, подключенных ко вторичным обмоткам ТН, соединенным в разомкнутый треугольник ( $3U_0$ )	не менее (длительно) $1,5 \cdot U_{НОМ}$
Напряжение односекундной стойкости цепей МПТ, подключенных к вторичным обмоткам ТН, соединенным в разомкнутый треугольник ( $3U_0$ )	не менее $2,5 \cdot U_{НОМ}$
Рабочий диапазон напряжений	не менее $(0,5 \div 150) \text{ В}$
Потребление на фазу при $U_{НОМ}$	не более $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$
Потребление по $3U_0$ при $U_{НОМ}$	не более $1 \text{ В} \cdot \text{А}$ » [2]

Таблица 7 - Рабочая частота терминалов

«Номинальная частота $f_{НОМ}$	$50 \text{ Гц}$
Рабочий диапазон частот	$(0,9 \div 1,1) \cdot f_{НОМ}$ » [2]

Таблица 8 - Напряжение оперативного постоянного тока терминалов

«Номинальное напряжение	$U_{п.НОМ} = 220 \text{ В}$
Рабочий диапазон напряжений	$(0,8 \div 1,1) \cdot U_{п.НОМ}$
Потребление при $U_{п.НОМ}$ в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети) $P_{НОМ}$	не более $20 \text{ Вт}$
Потребление при наличии КЗ в сети	не более $2 \cdot P_{НОМ}$
Пульсация в напряжении постоянного тока	не более $6\%$ от среднего значения» [2]

Таблица 9 - Дискретные входы терминалов

«Постоянное номинальное напряжение каждого входа	$U_{\text{ВХ.НОМ}} = 220 \text{ В}$
Рабочий диапазон напряжений каждого входа	$(0,8 \div 1,1) \cdot U_{\text{ВХ.НОМ}}$ [2]

«Терминалы должны правильно работать при КЗ в зоне с периодической составляющей до  $30 \cdot I_{\text{НОМ}}$  при максимальной аperiodической составляющей с постоянной времени до 0,3 сек, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке.

Исчезновение или снижение ниже установленного предела напряжения оперативного постоянного тока на время, не превышающее 0,05 с, не должно нарушать нормального функционирования терминалов РЗА при соответствующей организации системы постоянного оперативного тока. В противном случае шкафы устройств РЗА должны быть снабжены устройствами, позволяющими терминалам выдерживать без перезапуска перерывы питания оперативным постоянным током не менее 0,5 с.

Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала.

Терминалы не должны формировать ложные сигналы срабатывания после восстановления напряжения оперативного постоянного тока (в том числе после перезапуска), а также при работе устройств контроля, выявления, автоматического или автоматизированного поиска повреждения («земли») при появлении замыкания на землю в цепях оперативного постоянного тока.

Ток каждого входа должен обеспечивать пробой оксидной пленки управляющих входом контактов, для чего первоначальной импульс тока входа должен быть  $I_{\text{ВХ.ИМП.}} \geq 50 \text{ мА}$ , затем допустимо его затухание.

Напряжение «срабатывания» входа должно быть в диапазоне (160 – 170) В, а коэффициент возврата  $k_{\text{В}} \geq 0,95$ .

Входы не должны иметь гальванической связи с элементами, расположенными внутри терминала.

Должно обеспечиваться правильное и надежное функционирование дискретных входов при работе устройств контроля, выявления, автоматического и автоматизированного поиска «земли» при появлении замыкания на землю на любом полюсе источника оперативного постоянного тока» [5].

Время задержки срабатывания для дискретных входов (кроме входов, предназначенных для передачи/приёма блокирующих сигналов) должно составлять не менее 5 мс (согласно информационному письму ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» № 54/72 от 20.02.2007 «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП и устройств РЗ, ПА» [12]).

Время задержки дискретных входов, срабатывание которых вызывает отключение силового оборудования, разгрузку электростанций или отключение потребителей, должно составлять 10 мс. Если оба устройства РЗ, от которого передаётся и на которое поступает сигнал, расположены на одном релейном щите, то время задержки устанавливается 5 мс (кроме входов, предназначенных для передачи/приёма блокирующих сигналов).

«Выходы терминалов.

Выходы терминалов должны быть контактными, исключаящими гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала.

Выходы должны содержать как замыкающие, так и размыкающие контакты. Выходные контакты должны коммутировать напряжение постоянного тока до 250 В.

Контакты должны обеспечивать размыкание тока 1/0,4/0,2/0,15 А при напряжении, соответственно, 48/110/220/250 В и постоянной времени цепи L/R 40 мс.

Контакты, коммутирующие цепи отключения и включения выключателей, должны также обеспечивать:

- замыкание токов 30 А на время  $t=0,2$  с;
- замыкание токов до 10 А на время  $t=1,0$  с;
- длительное протекание тока 5 А.

Коммутационная способность реле, действующих в цепи внешней сигнализации, должна быть не менее 30 Вт в цепях оперативного постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02 с. при напряжении до 250 В и токе до 2 А.

Терминалы должны иметь программируемую логику как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП устройств, так и между этими функциями и внешними устройствами защиты, управления и контроля. Кроме этого должны иметься «свободные» логические элементы, позволяющие выполнять дополнительные логические схемы, для адаптации терминалов к особенностям местных условий.

Терминалы должны иметь возможность установки не менее четырех групп уставок. Должна обеспечиваться возможность их выбора и установки посредством местного и удаленного доступа, в том числе возможность установки и квитирования всех регулируемых параметров (групп уставок) по дискретным входным сигналам, с клавиатуры и дисплея терминала (интерфейса человек-машина – ИЧМ), с помощью персонального компьютера (ПК), подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления. Терминалы должны удовлетворять ГОСТам на электрическую аппаратуру напряжением до 1000 В, РД 34.35.310-97, нормам и правилам МЭК по обеспечению электромагнитной совместимости, а также выдерживать испытания в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000)» [5], соответствовать ГОСТ Р 50746, иметь критерий качества функционирования А (нормальное функционирование в соответствии с ТЗ и ТУ на техническое средство конкретного типа при воздействии помех) по ГОСТ Р 50746 [7]. Степень жесткости не ниже 3. Для устройств, устанавливаемых на действующих подстанциях (электростанциях) рекомендуемая степень жесткости не ниже 4.

«В терминалах должны быть предусмотрены аппаратно-программный контроль и автоматическая самодиагностика (автоматический тестовый контроль).

Терминалы должны иметь порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции и, желательно, взаимодействие между терминалами.

Терминалы должны иметь местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности (сигнал «Неисправность» должен формироваться в том числе и при исчезновении питания терминала). Терминалы должны осуществлять определение и отображение электрических параметров объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию о состоянии и функционировании с ручным съемом сигнализации о неисправности терминалов.

Терминалы должны иметь стандартные международные протоколы обмена данными (МЭК-60870-5-10х и МЭК 61850), при этом должна быть безусловно обеспечена интеграция системы РЗА в АСУ ТП, поставляемую другой фирмой- производителем.

Терминалы должны иметь порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции и, желательно, взаимодействие между терминалами» [26].

При установке терминалов должна быть предусмотрена реализация удаленного доступа к ним одновременно с вводом их в работу независимо от состояния АСУ ТП.

Взаимодействие между устройствами РЗА по возможности должно выполняться с использованием локальной сети подстанции, основанной на применении стандартных международных протоколов обмена данными (МЭК-60870-5-10х и МЭК 61850). Применение кабелей вторичной коммутации должно быть минимизировано. Для исключения неправильной работы устройств РЗА наиболее ответственные выходные цепи, через которые

могут реализоваться непосредственное отключение и включение выключателей, другие непредусмотренные воздействия, изменяющие режимы работы энергетического оборудования, а также те цепи, через которые указанные воздействия могут произойти косвенно (цепи УРОВ, АПВ, устройства телеотключения, противоаварийной автоматики и т.п.), должны выполняться с помощью кабелей вторичной коммутации. В этих цепях необходима установка оперативных переключающих устройств.

«Терминалы должны иметь русифицированные интерфейсы.

В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:

- программное обеспечение, необходимое для общения с терминалами, настройки параметров и конфигурации, регистрации и осциллографирования различных сигналов;
- документация на русском языке, содержащая описание принципов работы, технические характеристики, алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы, описание их функционирования и взаимодействия внутри терминала;
- рекомендации по выбору параметров настройки терминала, а также инструкции по наладке и эксплуатации;
- необходимые испытательные устройства и ЗИП;
- документация с достоверными данными о количестве выпущенных терминалов каждого типа, мест их установки (страна, напряжение защищаемой сети) и опыте эксплуатации.

Терминалы должны размещаться в унифицированных шкафах двухстороннего обслуживания. При наличии на лицевой панели устройств релейной защиты светодиодных сигнальных индикаторов дверь шкафа должна иметь смотровое окно.

Количество органов ручного оперативного управления должно быть минимально необходимым и достаточным.

В выходных и входных цепях терминалов должны иметься переключатели или испытательные блоки (разъемы) для удобства

оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании» [9]. Подключение терминалов по цепям переменного тока и напряжения должно выполняться через испытательные блоки для обеспечения возможности полноценного вывода из работы устройств РЗА и ПА оперативным персоналом без привлечения релейного персонала. «При выводе из работы терминала в ремонт испытательными блоками в токовых цепях должны быть предусмотрены меры по минимизации действий с другими терминалами.

Режимные изменения конфигурации в устройствах РЗА (ввод/вывод АПВ, оперативного ускорения, переход с одной группы уставок на другую и т.п.) должны выполняться, по возможности, ключами, с помощью клавиатуры местного управления или посредством удаленного доступа. Количество других переключателей, определяющих режимные изменения конфигурации, параметров срабатывания устройств РЗА, должно быть минимизировано. Положение всех переключающих устройств и изменение режимных параметров должно регистрироваться в устройствах РЗА и фиксироваться в АСУ ТП.

Должна быть предусмотрена одна общепанельная лампа.

Допускается использование промежуточных реле для ввода дискретных сигналов и вывода команд управления в исключительных случаях, количество промежуточных реле должно быть минимально необходимым.

При наличии в одном шкафу терминалов и устройств различного функционального назначения они должны быть разделены горизонтальными перегородками.

Для заземления корпусов терминалов, экранов кабелей и других устройств внутри шкафа необходимо предусмотреть специальную медную шину.

Шкафы РЗА должны соответствовать «Требованиям к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами» (Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» №206 от 30.03.2010 г.)» [9].

«Группа механического исполнения терминалов в части воздействия механических факторов внешней среды - М39 по ГОСТ 17516.1-90» [4]. Терминал должен выдерживать вибрационные нагрузки с максимальным ускорением 0,7g в диапазоне частот от 10 до 100 Гц.

«В целом надежность и живучесть системы РЗА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
  - структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
  - требуемым регламентом обслуживания технических средств.
- Количественные показатели надежности должны составлять:
- средняя наработка на отказ каждого канала по функциям РЗА должна указываться производителем;
  - среднее время восстановления работоспособности РЗА по любой из выполняемых функций – не более 2 часов;
  - система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения питания в пределах +10% и -20% от номинального.

Неисправность любого терминала защиты или управления не должна приводить к выводу из работы исправного защищаемого элемента первичной сети, а также к отказу и ложным /излишним действиям других исправных терминалов.

Во всех помещениях, в которых размещаются устройства РЗА, предусматривается оборудование для контроля и обеспечения санкционированного доступа. Помещения должны быть оборудованы контурами заземления (PN и PE).

Устанавливаемые в указанных помещениях устройства РЗА должны иметь допустимые нормы по температуре и влажности воздуха, составляющие:

- по температуре воздуха – не менее чем от 5 до 55 °С;
- по влажности воздуха – не менее чем от 5 до 75 % (без конденсации влаги).

Исполнение устройств РЗА должно исключать требования к наличию принудительной вентиляции при их установке в шкафах» [16].

## **3.2 Принятые технические решения по РЗА**

### **3.2.1 Защита и автоматика трансформатора**

В модульном здании в шкафу №1 устанавливаются комплекты защиты и управления трансформатора с измерительными приборами, индикацией положения выключателей ВН и НН, переключателями режима управления местное/дистанционное.

«В качестве основной защиты трансформаторов Т1 используется комплект дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ), выполняющий функции:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);
- цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты;
- автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН;
- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию;
- входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа;

- ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу);
- внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН;
- одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу);
- защита от перегрузки с действием на сигнализацию» [23].

Расчеты уставок ДЗТ выполнены по методике «Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т»» завода производителя ЗАО «Радиус-Автоматика».

На рисунке 5 приведена тормозная характеристика ДЗТ, в таблице 10 представлены результаты расчёта уставок.

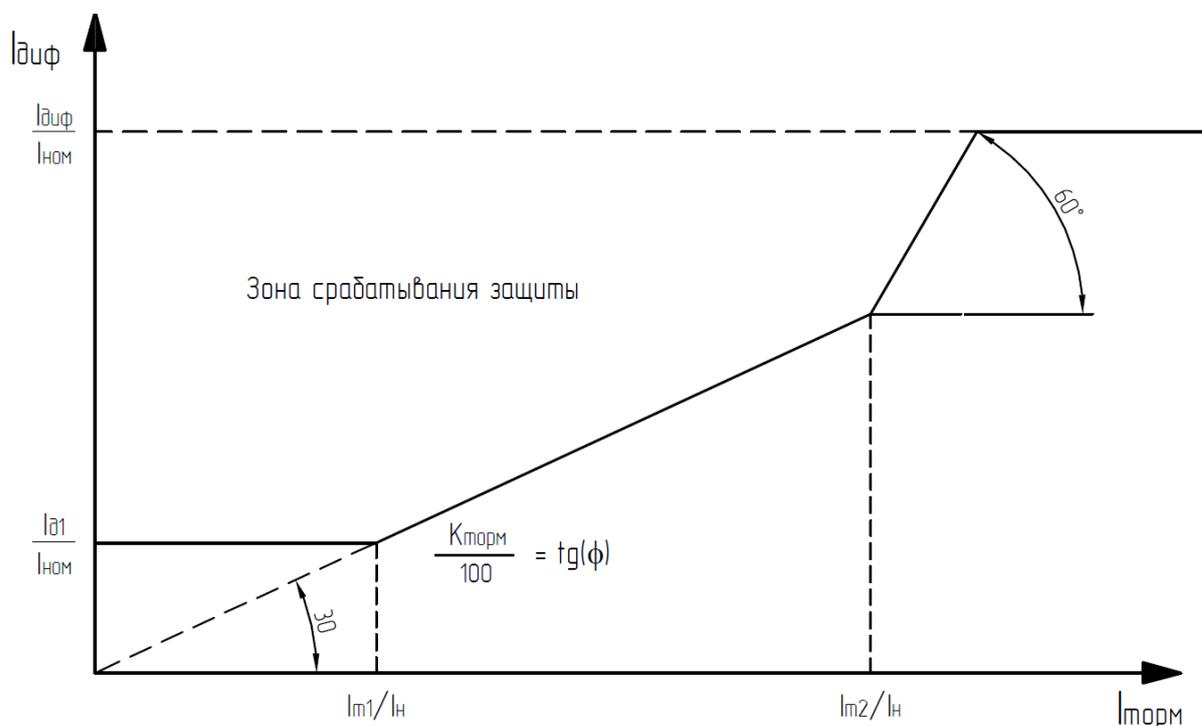


Рисунок 5 - Тормозная характеристика ДЗТ

Таблица 10 – Результаты расчетов уставок дифференциальной защиты трансформатора ПС Новый Буян

Наименование параметра	Трансформатор Т1(2) S=4 МВА		
	в о.е.	первичное	вторичное
ДЗТ1			
Идиф/Ином	26	1578	78,9
ДЗТ 2			
Ид1/Ином	0,4	24,0	1,2
Кторм	59	-	-
Ит1/Ином	0,70	42,0	2,10
Ит2/Ином	1,5	90,0	4,50
Идг2/Идг1	0,15	-	-
ДЗТ3			
Ид/Ином	0,1	6,0	0,300
Уставка по времени, с	10		

Результаты расчета уставок токовых защит приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчета уставок токовых защит трансформатора ПС Новый Буян

Наименование параметра	Параметры Т1 S=4 МВА	
	Первичные	Вторичные
Максимальная токовая защита на стороне 35 кВ		
Уставка по току, А	76	6,90
Коэффициент чув-ти	6,83	
Уставка по Времени, с	2,0	
Защита от перегрузки на стороне 35 кВ		
Уставка по току, А	66	3,32
Уставка по времени, с	9	
Устройство пуска охлаждения трансформатора на стороне 35 кВ		
Уставка по току, А	42	2,10
Блокировка по РПН		
Уставка по току, А	120	6,00
Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ		
Уставка по току, А	398	4,98
Коэффициент чув-ти	2,55	
Уставка по времени, с	1,5	

Продолжение таблицы 11

Наименование параметра	Параметры Т1 S=4 МВА	
	Первичные	Вторичные
Защита от перегрузки на стороне 10 кВ		
Уставка по току, А	232	2,90
Уставка по времени, с	9	
Устройство пуска охлаждения трансформатора на стороне 10 кВ		
Уставка по току, А	147	1,84

«В качестве защиты и автоматики ввода 10 кВ Т1 используется микропроцессорное устройство, выполняющее функции:

- трехступенчатой максимальной токовой защиты (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов с органом направления мощности;
- автоматического ввода ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;
- возможности работы МТЗ-1 в качестве ускоряющей отсечки;
- защиты от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- сигнализации однофазных замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности;
- защиты минимального напряжения (ЗМН);
- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;
- с возможностью подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;
- формирования сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- отключения выключателя по входу УРОВ от нижестоящих выключателей;
- автоматического повторного включения выключателя (с контролем наличия или отсутствия напряжения на шинах, с контролем и улавливанием синхронизма)» [23].

Автоматику регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора с приводом РПН с  $\pm 4$  ступенями от номинального напряжения 35 кВ с шагом 2,5 % выполняет микропроцессорное устройство, выполняющее функции:

- «регулирование коэффициента передачи силового трансформатора путем переключения отводов его первичной обмотки с помощью РПН;
- обеспечение необходимых блокировок, запрещающих регулирование;
- контроль отработки команд устройством РПН;
- встроенные часы-календарь;
- измерение текущих значений напряжений и тока компенсации;
- наличия трех или четырех независимых интерфейсов связи в зависимости от исполнения для локальной работы и встраивания в АСУ ТП;
- синхронизацию времени;
- вывода текущей ступени переключения РПН на внешний индикатор и/или на устройства телемеханики» [23].

В таблице 12 приведены результаты расчета времени насыщения трансформаторов тока 35 кВ на ПС 35 кВ Новый Буян.

Таблица 12 - Результаты расчета времени насыщения трансформаторов тока 35 кВ на ПС 35 кВ Новый Буян

Параметр	ТТ 35кВ. ТА2. Диф-ная защита транс-ра Т1	ТТ 10кВ. ТА1. Диффер. защита транс-ра Т1
Номинальный первичный ток ТТ, А ( $I_{1ном}$ )	150	400
Номинальный вторичный ток ТТ, А ( $I_{2ном}$ )	5	5
Ток 3-х фазного КЗ на шинах 110 кВ, А ( $I_{к3\Sigma}$ )	1842	1928
Номинальная нагрузка ТТ, ВА ( $S_{2ном.}$ )	30	30
Погрешность трансформатора тока ( $\epsilon$ )	10Р	10Р

Продолжение таблицы 12

Параметр	ТТ 35кВ. ТА2. Диф-ная защита транс-ра Т1	ТТ 10кВ. ТА1. Диффер. защита транс-ра Т1
Номинальная предельная кратность (Кном)	30	20
Индуктивное сопротивление системы, Ом ( $X_i$ )	10,13	3,24
Активное сопротивление системы ( $R_i$ )	4,22	0,413
Активное сопротивление вторичной обмотки, Ом ( $R_2$ )	0,3	0,3
Индуктивное сопротивление вторичной обмотки, Ом ( $X_2$ )	0,13	0,1
Номинальная нагрузка на втор, обмотку ТТ, Ом ( $Z_{н.ном.}$ )	1.2	1.2
Номинальное значение угла сопрот. нагрузки ТТ, град, ( $\phi$ )	37	37
Фактич. активное сопротив. нагрузки, Ом ( $R_{н.факт}$ )	0,1395	0,402
Фактич. индуктивное сопрот. нагрузки, Ом ( $X_{н.факт}$ )	0,00413	0,00793
Активное сопротивление кабеля, Ом ( $R_{каб.}$ )	0,0875	0,35
Индуктивное сопротивление кабеля, Ом ( $X_{каб.}$ )	0,00225	0,00605
Кабель КВВГЭнг сечением мм.кв.	4	2,5
Активное сопротивление реле, Ом ( $R_{реле}$ )	0,002	0,002
Индуктивное сопротивление реле, Ом ( $X_{реле}$ )	0,00188	0,00188
Переходное сопротив. контактов втор, цепи ТТ, Ом ( $R_{пер.}$ )	0,05	0,05
Номинал, полное сопротивл. вторичной нагрузки ТТ, Ом ( $Z_2\Sigma_{ном}$ )	1,52	1,503
Полное сопротивление ветви вторичного тока Ом ( $Z_2\Sigma$ )	0,46	0,71
Постоянная времени затухания апериод. составляющей $Tr.i$	0,00764	0,02497
Эквивалентная постоянная времени $Tr.экв.$	0,00764	0,02497
Параметр режима А	8,07	8,78
1 условие. Отсутствие в сердечнике ТТ остаточной намагниченности 0 %		
Выполнение 1 условия допустимо при $A > 1$ , при не выполнении условия работа ТТ не допустима	8,07 > 1 Условие выполняется	8,78 > 1 Условие Выполняется

Продолжение таблицы 12

Параметр	ТТ 35кВ. ТА2. Диф-ная защита транс-ра Т1	ТТ 10кВ. ТА1. Диффер. защита транс-ра Т1
Выполнение 1 условия допустимо при $w \times \text{Тр.экв.} + 1 > A$ , при не выполнении условия $t_{нас} = \infty$	$3,40 > 8,07$ Условие выполняется	$8,84 > 8,8$ Условие не выполняется
Время до насыщения ТТ, мс. ( $t_{нас}$ )	бесконечность	бесконечность
2 условие. При наличии в сердечнике ТТ остаточной намагниченности 10 %		
Коэффициент остаточной намагниченности $K_g$	0,1	0,1
Выполнения 2 условия допустимо при $A(1-K_g) > 1$ , при не выполнении условия работа ТТ не допустима	$7,27 > 1$ Условие выполняется	$7,90 > 1$ Условие выполняется
Выполнения 2 условия допустимо при $w \times \text{Тр.экв.} + 1 > A(1-K_g)$ , при не выполнении условия $t_{нас} = \infty$	$3,40 > 7$ Условие выполняется	$8,84 > 7,9$ Условие выполняется
Время до насыщения ТТ, мс. ( $t_{нас}$ )	бесконечность	52,98
Время срабатывания терминала защиты	30	30
Вывод	бесконечность > 30	52,98 > 30

По результатам расчетов время насыщения трансформаторов тока равняется бесконечности.

В комплекте с выключателем 35 кВ поставляется модуль защиты трансформатора и управления выключателем со встроенным блоком оперативного постоянного тока и аккумуляторной батареей. Питание заряда аккумуляторной батареи выполняется от щита собственных нужд. Модуль управления выключателем выносится в шкаф №1 защиты трансформатора с передачей данным по оптическому каналу связи. В качестве защиты и автоматики силового трансформатора с воздействием на выключатель 35 кВ трансформатора Т1, используется микропроцессорный блок TER CM 16 выполняющий функции:

- «трехступенчатой направленной максимальной токовой защиты от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени (МТЗ-1, МТЗ-2, МТЗ-3);
- защиты от обрыва фаз (ЗОФ) или перекоса нагрузки по току обратной последовательности с независимой выдержкой времени с действием на сигнал или на отключение;
- защиты минимального напряжения (ЗМН) с действием на отключение
- «своего» выключателя, либо на отдельное программируемое реле;
- защиты от повышения напряжения (ЗПН) с действием на реле отключения выключателя;
- защиты от появления в первичной сети напряжения нулевой последовательности с действием на отключение выключателя;
- логики устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- отключения выключателя по входу УРОВ от нижестоящих выключателей» [23].

### **3.2.2 Оперативная блокировка разъединителей**

Защита от неверного действия персонала при переключении силового оборудования для плановых и ремонтных режимов подстанции выполняется с помощью оперативной блокировки главных и заземляющих ножей разъединителей. Управление разъединителями с сигнализацией положения коммутационного аппарата и выдачей разрешающих и блокирующих сигналов выполнено на электромагнитной блокировке разъединителей с интеграцией в существующую схему ОБР.

Выводы по разделу.

Выключатели 35 кВ устанавливаются с вакуумной изоляцией (реклоузеры) в комплекте с шкафом защиты, датчиками тока и напряжения, а также встроенными аккумуляторными батареями для оперативного питания цепей защиты и управления.

В новом модульном здании устанавливаются панели, коммерческого учёта; шкафы основной и резервной защиты, автоматики и управления выключателя и автоматика регулирования напряжения трансформаторов Т1.

В работе разработана схема распределения защит по трансформаторам тока и напряжения, составлен перечень шкафов, выполняющих комплекс мероприятий по релейной защите.

План расстановки шкафов защиты и управления на ПС 35 кВ Новый Буян включает в себя:

- шкаф №1. Защита, автоматика и управление трансформатора Т1;
- шкаф №2. Автоматика РПН трансформатора Т1.

Сформулированы основные технические требования к комплексам РЗА.

В модульном здании в шкафу №1 устанавливается комплекты защиты и управления трансформатора с измерительными приборами, индикацией положения выключателей ВН и НН, переключателями режима управления местное/дистанционное.

«В качестве основной защиты трансформаторов Т1 используется комплект дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ)» [23].

В работе выполнены расчеты уставок ДЗТ по методике «Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т»» завода производителя ЗАО «Радиус-Автоматика».

«В качестве защиты и автоматики ввода 10 кВ Т1 используется микропроцессорное устройство, выполняющее функции МТЗ, ЗОФ, ЗМН, УРОВ и др.

Автоматику регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора с приводом РПН с  $\pm 4$  ступенями от номинального напряжения 35 кВ с шагом 2,5 % так же выполняет микропроцессорное устройство» [23].

В работе произведен расчет времени насыщения трансформаторов тока 35 кВ на ПС 35 кВ Новый Буян. По результатам расчетов время насыщения трансформаторов тока равняется бесконечности.

## **4 Определение параметров системы сбора и передачи информации на ПС Новый Буян после реконструкции**

На ПС 35 кВ Новый Буян планируется внедрить систему сбора и передачи информации от вновь устанавливаемого оборудования в оперативно диспетчерский центр. Телемеханика представляет собой интегрированную иерархическую систему управления, выполненную на базе микропроцессорных вычислительных управляющих средств.

Телемеханика должна обеспечивать решение задач - производственно-технологического управления передачей, преобразованием, распределением электрической энергии.

«Целью создания цепей телемеханики является:

- повышение надежности систем управления и повышение на этой основе надежности электроснабжения потребителей;
- расширение функциональных возможностей систем управления подстанциями за счет использования возможностей микропроцессорной техники;
- снижение затрат на техническое обслуживание подстанций;
- снижение трудозатрат на изготовление аппаратуры, монтаж и эксплуатационные проверки систем управления» [2].

### **4.1 Основные технические решения**

#### **4.1.1 Структура системы**

«Условно структуру телемеханики можно представить в виде трех функциональных уровней:

- нижний уровень – уровень измерений, сбора телесигналов, исполнения управляющих воздействий – измерительные комплексы точек телеизмерений (ТИ), телесигнализации (ТС) и дистанционного управления (ДУ);

- средний уровень – уровень сбора и обработки информации;
- верхний уровень – уровень концентрации, визуализации и хранения данных» [2].

Для передачи данных между средним и нижним уровнями используются интерфейсы Ethernet. Основным протоколом обмена информацией между устройствами нижнего уровня и коммуникационными контроллерами среднего уровня является МЭК 60870-5-104 (для передачи измерений неэлектрических параметров).

Передача информации со среднего уровня ПТК объекта на удаленные диспетчерские центры и центры управления сетями осуществляется по каналам передачи данных. Передача параметров телеметрии на верхний уровень диспетчерского управления осуществляется от стационарных контроллеров связи и управления по протоколу МЭК 60870-5-104.

Для организации взаимодействия между устройствами, входящими в состав ПТК, организуется ЛВС Ethernet посредством управляемых коммутаторов, по которой выполняется организация среды передачи данных между устройствами телемеханики.

Режим функционирования системы – круглосуточный.

#### **4.1.2 Решения по организации «нижнего» уровня ПТК ССПИ**

Микропроцессорные измерительные преобразователи.

Для выполнения измерений на присоединениях 35 кВ и 10 кВ главной схемы ПС 35 кВ Новый Буян применяется цифровой многофункциональный измерительный преобразователь (МИП) «ЭНИП-2» производства ООО «Энергосервис» (или аналог) – это интеллектуальное электронное устройство для измерения параметров режима трехфазной электрической сети.

МИП ЭНИП-2 (или аналог) обеспечивают передачу измеряемых и вычисляемых параметров по одному интерфейсу Ethernet. В качестве протокола передачи данных на средний уровень используется протокол МЭК 60870-5-104.

«МИП ЭНИП-2 (или аналог) обеспечивают измерение и передачу по цифровым интерфейсам:

- параметров режима электрической сети;
- среднеквадратические значения переменного тока и напряжения, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;
- параметров режима электрической сети на основе токов и напряжений основной гармоники;
- действующие значения переменного тока, напряжение, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;
- частоты сети;
- полного и фазных  $\cos \varphi$  ( $\operatorname{tg} \varphi$ ;  $\varphi$ )» [27].

Питание преобразователей ЭНИП-2 (или аналог) осуществляется от сети постоянным напряжением 15...30 В. Потребляемая мощность по цепи питания: не более 1,2 ВА.

Режим работы преобразователей ЭНИП-2 (или аналог) непрерывный.

Продолжительность непрерывной работы неограниченная.

«Норма средней наработки на отказ преобразователей ЭНИП-2 в нормальных условиях применения составляет 140000 ч.

Полный средний срок службы преобразователей ЭНИП-2 составляет 40 лет» [27].

В отличие от большинства измерительных преобразователей ЭНИП-2 сертифицирован, как по приведенной, так и по относительной погрешности измерения.

Устройство связи с объектом.

На ПС 35 кВ Новый Буян для выдачи ДУ на коммутационное оборудование в качестве устройств связи с объектом применяются ЭНИП-2.

Устройство ЭНИП-2 предназначены для регистрации дискретных сигналов ТС и АПТС о состоянии оборудования.

Основные технические характеристики:

ЭНИП-2 обеспечивают:

- регистрацию дискретных сигналов о состоянии оборудования;
- передачу данных на вышестоящие уровни по протоколам согласно МЭК 60870-5-104.

Основные технические характеристики ЭНИП-2 приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Основные технические характеристики ЭНИП-2

Параметры устройства	DIN16C -24
Напряжение питания, В	24 (9...30)
Максимальное напряжение на входе, не более, В	30
Ток потребления при напряжении питания 24В, не более, мА	40
Входное сопротивление, кОм	3,0
Соответствие входного напряжения коду АЦП, В/кодАЦП	0,2
Масса, не более, кг	0,4

«Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

Устройство обеспечивает сохранение хода часов при отсутствии питания – не менее суток.

Устройство обеспечивает возможность конфигурирования дискретных входов.

Пределы допускаемого хода встроенных часов, без коррекции от источника точного времени, составляют не более  $\pm 0,3$  с в сутки» [5].

Все внешние токопроводящие элементы контроллера, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, имеют защиту от случайного прикосновения к токоведущим частям, а сами технические

средства имеют защитное зануление или заземление в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» [13].

Контроллер подключается к защитному заземлению, выполненному в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 25861.

Модули электропитания контроллера резервированы и подключены к двум независимым источникам (сетям) питания.

#### **4.1.3 Решения по организации «среднего» уровня ПТК телемеханики**

**СКСУ.**

Данный уровень реализован на базе существующих устройств и новых контроллеров, устанавливаемых в новый шкаф телемеханики.

СКСУ в составе существующей системы ССПИ предназначен для сбора данных с микропроцессорных устройств связи с объектом, многофункциональных измерительных преобразователей, модулей ввода дискретных сигналов, измерителей температуры(сущ), трансляции данных на вышестоящие уровни автоматизированных систем, а также для выдачи команд дистанционного управления коммутационными аппаратами.

СКСУ в составе системы сбора и передачи информации обеспечивает:

- сбор и обработку данных от устройств нижнего уровня по цифровым протоколам МЭК 60870-5-104 (для сбора диагностической информации и измерения неэлектрических параметров);
- передачу обработанной информации в системы верхнего уровня по стандартному цифровому протоколу МЭК 60870-5-104;
- сбор и обработка данных от устройств смежных систем по стандартным цифровым протоколам МЭК 60870-5-104;
- выдачу команд дистанционного управления через устройства дистанционного управления;
- информационный обмен с системами верхнего уровня;
- самодиагностику (при включении и в рабочем режиме с периодом одни сутки) с фиксацией результатов в журнале событий.

Степень защиты СКСУ от проникновения внутрь посторонних твердых частиц, пыли и воды - не ниже IP50 по ГОСТ 14254-96.

Источники питания СКСУ обеспечивают работу от сети:

- переменного тока с напряжением от 100 В до 240 В;
- постоянного тока с напряжением от 100 В до 240 В.

Резервирование питания СКСУ осуществляется встроенными блоками питания.

#### 4.1.4 Информационное взаимодействие с удаленными диспетчерскими центрами

Проектируемая система телемеханики должна передавать данные по протоколу МЭК 60870-5-104 в существующую систему верхнего уровня СКАДА, установленную в ДП ПАО «Россети».

На рисунке 6 приведена схема организации доступа к станционным контроллерам по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

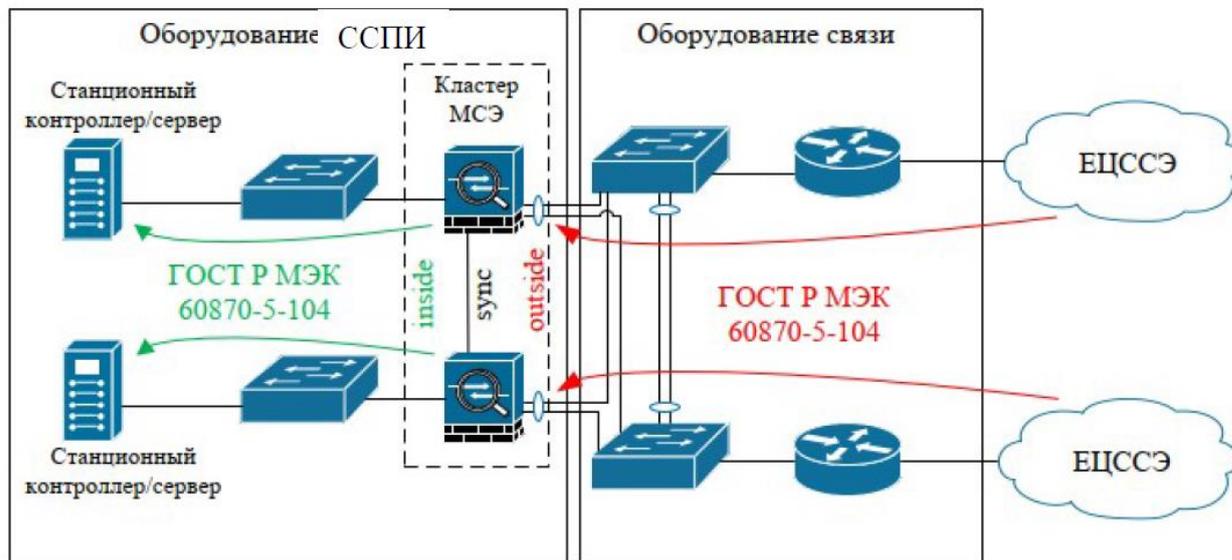


Рисунок 6 - Схема организации доступа к станционным контроллерам по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104

Сигналы срабатываний защит должны иметь фиксацию срабатывания на стороне формирования и квитироваться автоматически одновременно с

квитированием персоналом объектов сигнализации на соответствующих устройствах. Организация доступа к СКСУ из ДП филиала ПАО «Россети по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 должна осуществляться с помощью технологии NAT (Network Address Translation), при которой входящие соединения будут поступать на «outside»- интерфейс МСЭ, откуда будет осуществлена трансляция соединения на «inside»- интерфейс МСЭ.

## **4.2 Описание алгоритма дистанционного управления**

### **4.2.1 Общие функциональные требования**

Реализация алгоритма дистанционного управления должна соответствовать требованиям, установленным документами:

- «Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций» [2];
- «Типовые технические требования к ПТК телемеханики подстанции, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления» [2].

В ПТК телемеханики должен быть реализован алгоритм приёма, обработки, исполнения или блокирования команд управления, поступивших из ОИК ДП филиала ПАО «Россети».

ПТК телемеханики должен обеспечивать формирование принципа единоличного управления коммутационными аппаратами одновременно только от одного источника команд ДП филиала ПАО «Россети».

ПТК телемеханики должен обеспечить фиксацию всех сигналов, связанных с ДУ, с метками времени и указанием источника возникновения события.

#### **4.2.2 Функциональные требования к человеко-машинному интерфейсу**

Для организации дистанционного управления из ДП филиала ПАО «Россети», помимо непосредственно реализации в СКСУ алгоритма программного выбора ключа ДУ, также реализуется отображение текущего состояния ключа ДУ.

#### **4.2.3 Управление коммутационными аппаратами**

Нормально ключ ДУ должен быть установлен в положении «Освобождено».

Для управление коммутационными аппаратами на АРМ ОП перед началом процедуры управления необходимо нажать кнопку в блоке ключа ДУ «Захватить ДУ» и убедиться, что ключ ДУ был переведён в положение ПС, при этом соответствующий индикатор в блоке ключа ДУ должен подсветиться зелёным цветом.

После захвата ДУ управление коммутационными аппаратами на АРМ ОП осуществляется в штатном режиме, согласно имеющимся на ПС инструкциям, руководствам и другим нормативным документам.

Управление с АРМ ОП ССПИ возможно только при положении ключей выбора режима управления в шкафах ССПИ и шкафах местного управления (ШМУ) в положении – «дистанционное».

Коммутационные аппараты с ручным приводом, а также аппараты, находящиеся в местном режиме работы, могут управляться независимо от состояния ключа ДУ.

#### **4.2.4 Алгоритм формирования обобщенных сигналов и дополнительные требования к перечням передаваемых сигналов**

Расширение существующей ССПИ предусматривает формирование обобщённых сигналов для целей дистанционного управления. Формирование

обобщённых сигналов для целей дистанционного управления должно быть реализовано на уровне СКСУ.

Расширение существующей ССПИ ПС 35 кВ Новый Буян предусматривает формирование нескольких типов обобщённых сигналов: неисправность (неготовность) КА, оперативная блокировка управления КА, неисправность оперативной блокировки присоединения.

Выводы по разделу.

На ПС 35 кВ Новый Буян планируется внедрить систему сбора и передачи информации от вновь устанавливаемого оборудования в оперативно диспетчерский центр. Телемеханика представляет собой интегрированную иерархическую систему управления, выполненную на базе микропроцессорных вычислительных управляющих средств.

«Целью создания цепей телемеханики является:

- повышение надежности систем управления и повышение на этой основе надежности электроснабжения потребителей;
- расширение функциональных возможностей систем управления подстанциями за счет использования возможностей микропроцессорной техники;
- снижение затрат на техническое обслуживание подстанций;
- снижение трудозатрат на изготовление аппаратуры, монтаж и эксплуатационные проверки систем управления» [2].

В работе были разработаны основные технические решения по структуре ССПИ, организации «нижнего» и «среднего» уровня ПТК ССПИ, взаимодействию с удаленными диспетчерскими центрами. Составлен алгоритм дистанционного управления.

## Заключение

Целью бакалаврской работы являлось обеспечение безаварийного функционирования ПС Новый Буян путем реконструкции существующей системы релейной защиты с применением цифровых устройств.

В рассмотренных ремонтных (аварийных) режимах оценивалась загрузка электросетевого оборудования и отклонение уровней напряжений от допустимых. Анализ результатов выполненных расчётов показал, что схема электрической сети 35-110 кВ, прилегающей к ПС Новый Буян, сформированная к 2025 году, обеспечивает электроснабжение потребителей без ограничений, как в нормальной схеме, так и в ремонтных (послеаварийных) режимах.

По результатам проведенных расчетов с учетом перспективной нагрузки, связанной с присоединением новых и увеличивающих существующую мощность потребителей, превышения длительно-допустимых токовых нагрузок оборудования и отклонений напряжения от допустимых пределов не выявлено.

Выполнен расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах как при основном питании от ПС Винтай, так и при резервном питании от ПС Елховка.

На основании результатов расчетов электрических режимов и токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 35 кВ и выше (на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет), проведен выбор оборудования реновируемой ПС 35 кВ Новый Буян.

В работе предусматривается реконструкция существующего ОРУ 35 кВ в ячейке силового трансформатора Тр31. Переустройство схемы ОРУ 35 кВ не предусматривается и остается прежней «Два блока с выключателями в цепях трансформаторов, неактоматической перемычкой со стороны линий и выключателем со стороны линии Л- 649».

В работе предусматривается установка одного силового двухобмоточного трансформатора, взамен существующего трансформатора Тр31. К установке принимается двухобмоточный трансформатор типа ТМН-4000/35-У1 мощностью 4 МВА, система охлаждения М, напряжение обмоток: ВН: 35 кВ; НН: 11 кВ; климатического исполнения УХЛ1. РПН в нейтрали ВН  $\pm 4 \times 2,5\%$ . Схема соединения  $Y_n/\Delta-0-11$ .

«Оборудование, устанавливаемое в ячейке трансформатора 35 кВ Тр31:

- разъединитель трехполюсный 35 кВ типа: РГПЗ-1Б-Ш-35/1000 УХЛ1 с ручным приводом главных и заземляющих ножей (1 шт);
- вакуумный выключатель 35 кВ, со встроенными датчиками тока, напряжения, и датчиком нулевой последовательности  $I_{ном} = 1250$  А (1 шт);
- блок ограничителей перенапряжения 35 кВ типа ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1 (1 шт).

Ошиновка 35 кВ выполняется двухъярусной: гибкая с применением провода типа АС-120/19 ( $I_{ном} = 390$  А)» [24].

В связи с увеличением номинальной мощности силовых трансформаторов, выполняется замена выключателя в ячейке Т-101 и трансформаторов тока.

В ячейках устанавливаются вакуумные выключатели с электромагнитной защелкой ( $I_{ном} = 1000$  А) и трансформаторы тока типа с четырьмя вторичными обмотками классом точности 0,5S/0,5/10P/10P и  $K_{тт}=300/5$ .

В работе предусматривается замена выключателя 10 кВ (ВМГ-10) в ячейке Ф-173 и трансформатора тока. К установке принимаются вакуумные выключатели с  $I_{ном} = 1000$  А и трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками классом точности 0,5S/0,5/10P и  $K_{тт}=200/5$ . В работе предусматривается замена трансформаторов собственных нужд ТСН-101 и ТСН-102 в ячейках КРУН. К установке предусматриваются герметичные масляные трансформаторы, напряжением 10/0,23 кВ, мощностью 40 кВА.

Молниезащита оборудования подстанции, устанавливаемого в данной работе, обеспечивается существующими молниеотводами высотой 15,85 м, установленными на двух приемных порталах 35 кВ и отдельностоящими молниеотводами двумя, высотой 14,5 м.

Заземляющее устройство в зоне установки нового оборудования выполняется новым и присоединяется к существующему контуру заземления. Контур выполняется в виде сетки из круглой стали диаметром 16 мм, и вертикальных электродов из круглой стали диаметром 18 мм, спуски от оборудования – полосой размером 40×5 мм<sup>2</sup>.

Выключатели 35 кВ устанавливаются с вакуумной изоляцией (реклоузеры) в комплекте с шкафом защиты, датчиками тока и напряжения, а также встроенными аккумуляторными батареями для оперативного питания цепей защиты и управления.

В новом модульном здании устанавливаются панели, коммерческого учёта; шкафы основной и резервной защиты, автоматики и управления выключателя и автоматика регулирования напряжения трансформаторов Т1.

В работе разработана схема распределения защит по трансформаторам тока и напряжения, составлен перечень шкафов, выполняющих комплекс мероприятий по релейной защите.

План расстановки шкафов защиты и управления на ПС 35 кВ Новый Буян включает в себя:

- шкаф №1. Защита, автоматика и управление трансформатора Т1;
- шкаф №2. Автоматика РПН трансформатора Т1.

Сформулированы основные технические требования к комплексам РЗА.

В модульном здании в шкафу №1 устанавливаются комплекты защиты и управления трансформатора с измерительными приборами, индикацией положения выключателей ВН и НН, переключателями режима управления местное/дистанционное.

«В качестве основной защиты трансформаторов Т1 используется комплект дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ)» [23].

В работе выполнены расчеты уставок ДЗТ по методике «Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т»» завода производителя ЗАО «Радиус-Автоматика».

«В качестве защиты и автоматики ввода 10 кВ Т1 используется микропроцессорное устройство, выполняющее функции МТЗ, ЗОФ, ЗМН, УРОВ и др.

Автоматику регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора с приводом РПН с  $\pm 4$  ступенями от номинального напряжения 35 кВ с шагом 2,5 % так же выполняет микропроцессорное устройство» [23].

В работе произведен расчет времени насыщения трансформаторов тока 35 кВ на ПС 35 кВ Новый Буян. По результатам расчетов время насыщения трансформаторов тока равняется бесконечности.

На ПС 35 кВ Новый Буян планируется внедрить систему сбора и передачи информации от вновь устанавливаемого оборудования в оперативно диспетчерский центр. Телемеханика представляет собой интегрированную иерархическую систему управления, выполненную на базе микропроцессорных вычислительных управляющих средств.

«Целью создания цепей телемеханики является:

- повышение надежности систем управления и повышение на этой основе надежности электроснабжения потребителей;
- расширение функциональных возможностей систем управления подстанциями за счет использования возможностей микропроцессорной техники;
- снижение затрат на техническое обслуживание подстанций;
- снижение трудозатрат на изготовление аппаратуры, монтаж и эксплуатационные проверки систем управления» [2].

В работе были разработаны основные технические решения по структуре ССПИ, организации «нижнего» и «среднего» уровня ПТК ССПИ, взаимодействию с удаленными диспетчерскими центрами. Составлен алгоритм дистанционного управления.

## Список используемой литературы

1. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
2. ГОСТ 34.601-90 «Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006921> (дата обращения: 15.04.2025).
3. ГОСТ 9920-89 «Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006927> (дата обращения: 15.06.2025).
4. ГОСТ 17516.1-90 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам» [Электронный ресурс]. URL: <https://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=137804> (дата обращения: 15.06.2025).
5. ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000) «Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Виды испытаний» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008258> (дата обращения: 15.06.2025).
6. ГОСТ 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1» [Электронный ресурс]. <https://meganorm.ru/Data2/1/4293832/4293832817.pdf> (дата обращения: 15.06.2025).
7. ГОСТ Р 50746 «Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний» [Электронный ресурс]. <https://meganorm.ru/Data2/1/4294819/4294819341.pdf> (дата обращения: 15.06.2025).

15.06.2025).

8. ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 19.05.2025).

9. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.

10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. 608 с.

11. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 13.05.2025).

12. Письмо ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» № 54/72 от 20.02.2007 «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП и устройств РЗ, ПА» [Электронный ресурс]: URL: [https://ntcees.ru//2015/docum\\_07\\_12\\_2015\\_3.pdf](https://ntcees.ru//2015/docum_07_12_2015_3.pdf) (дата обращения 18.06.2025).

13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 15.05.2025).

14. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 «Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»» [Электронный ресурс]: URL: [https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/Method\\_uk\\_ust\\_2018.pdf](https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/Method_uk_ust_2018.pdf) (дата обращения 18.06.2025).

15. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 N 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-

2028                    годы»                    [Электронный                    ресурс]:                    URL:  
[https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/884/xp78yu94qwigo45iyikd0o50ehid8jsc/document\\_204377.pdf](https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/884/xp78yu94qwigo45iyikd0o50ehid8jsc/document_204377.pdf) (дата обращения 18.06.2025).

16. РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036168> (дата обращения 06.07.2024).

17. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 09.07.2024).

18. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200094403> (дата обращения 16.05.2025).

19. СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088409> (дата обращения 16.05.2025).

20. 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 16.04.2025).

21. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/898914295> (дата обращения 12.06.2025).

22. Типовой проект 407-03-458.87 «Шинные мосты и гибкие связи 6-10 кВ между трансформаторами и ЗРУ. Альбом 1. Электротехнические чертежи» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/456076208>

(дата обращения 18.06.2025).

23. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб.: ПЭИПК, 2003. 350 с.

24. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.

25. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

26. Meier A. von. Electric power systems: a conceptual introduction. New Jersey: John Wiley & Sons, 2016. 328 p.

27. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.

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