Общество с ограниченной ответственностью

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта

Часть 8. Релейная защита и автоматика

Книга 1. ПС 110 кВ Белый Раст

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО8.1

Том 4.8.1

РОССЕТИ
0 120000 779826

25 г.

Общество с ограниченной ответственностью

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

«СОГЛАСОВАНО»
Главный инженер проекта
ООО «СвязьЭнергоСтрой»
_____ П.А. Александров
«___»_____2025г.

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта

Часть 8. Релейная защита и автоматика

Книга 3. ПС 110 кВ Ермолино

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО8.1

Том 4.8.1

Генеральный директор В.Н. Зайцев

Главный инженер проекта Ю. В. Булаев

Москва 2025 г.

Обозначение	Наименование	Примечание
	Текстовая часть:	
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.С	Содержание тома	Данный документ
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ПЗ	Пояснительная записка	на 238 л.
	Графическая часть:	
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ1	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ2	Схема организации цепей ТН 110 кВ	на 1 л
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ3	Структурно-функциональная схема основной защиты на ВЛ 110 кВ комплект №1	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ4	Структурно-функциональная схема основной защиты на ВЛ 110 кВ комплект №2	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ5	Структурно-функциональная схема резервной защиты на ВЛ 110 кВ	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ6	Структурно-функциональная схема АУВ выключателей 110 кВ	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ7	Структурно-функциональная схема защиты трансформатора	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ8	Структурно-функциональная ДЗО 110 кВ	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ9	Структурно-функциональная ДЗО НН 10 кВ	на 1 л.
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО8.1.ГЧ10	План размещения оборудования РЗА в ОПУ	на 1 л.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО8.1.С		
Разраб.		Николаев				Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Жуков					П		1
							ООО «Интеллектуальные системы и сети»		
Н. контр.		Васильев							
ГИП		Булаев							

Содержание

Введение 3

Перечень принятых сокращений 5

1 Общие сведения 7

2 Краткая характеристика объекта 8

3 Общие положения по выполнению РЗА 9

3.1 Назначение системы РЗА 9

3.2 Основные принципы выполнения системы РЗА 9

3.3 Технические требования к устройствам РЗА 11

3.3.1 Общие технические требования к оборудованию и аппаратуре РЗА 11

3.3.2 Электромагнитная совместимость и помехозащищенность системы РЗА 20

4 Технические решения и структура системы РЗА 24

4.1 Защита линий 110 кВ 24

4.1.1 РЗА ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино 24

4.1.2 РЗА ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино 26

4.2 Определение места повреждения на ЛЭП 28

4.3 Автоматика управления выключателей 110 кВ 28

4.4 Защита ошиновки 110 кВ 29

4.5 Релейная защита трансформаторов 110/10 кВ 29

4.6 Организация цепей трансформаторов напряжения 110 кВ 32

4.7 Релейная защита и автоматика элементов КРУ 10 кВ 32

4.7.1 РЗА ввода 10 кВ 32

4.7.2 РЗА секционного выключателя (СВ) 10 кВ 33

4.7.3 РЗА отходящих линий (ОЛ) 10 кВ 33

4.7.4 РЗА ТСН 10/0,4 кВ 34

4.7.5 РЗА ТН 10 кВ 34

4.7.6 Защита от дуговых замыканий КРУ 10 кВ (ЗДЗ) 34

4.7.7 Защита от коротких замыканий на землю в сети 10 кВ 35

4.8 Управление коммутационными аппаратами и блокировка 35

4.8.1 Управление элементами ПС 35

4.8.2 Оперативная блокировка 35
4.9 Сигнализация 36
4.10 Интеграция устройств РЗ и ПА в систему АСУ ТП 36
4.11 Решения по приему и передаче команд на ПС 110 кВ Икша-I 37
5 Система регистрации аварийных процессов и событий 39
5.1 Назначение системы 39
5.2 Требования к системе РАС 39
5.3 Пуск РАС 41
5.4 Сигналы, охватываемые системой РАС 41
5.5 Технические решения по системе РАС 42
6 Ведомость основного оборудования 44
7 Расчет нагрузок вторичных обмоток трансформаторов тока 50
7.1 Проверка пригодности трансформаторов тока для релейной защиты 50
7.2 Проверка ТТ по условию 10% погрешности 52
7.3 Проверка кернов ТТ цепей защиты на предельную токовую погрешность 53
7.4 Проверка по условию отсутствия опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ при максимальном токе КЗ 54
7.5 Расчет времени до насыщения трансформаторов тока 65
8 Расчет нагрузок вторичных обмоток трансформаторов напряжения 104
8.1 Проверка загруженности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 104
8.2 Расчет потерь напряжения в измерительных цепях 104
Приложение А (Обязательное) Задание на проектирование 111
Приложение Б (Обязательное) Изменение № 1 к Заданию на проектирование 190
Приложение В (Обязательное) Изменение № 2 к Заданию на проектирование 203
Приложение Г Информационное письмо о значении минимально необходимого времени измерения тока ТТ 227
Таблица регистрации изменений 240

Введение

Целью настоящей работы является разработка комплекса релейной защиты и автоматики на проектируемой подстанции 110 кВ Ермолино, сооружаемой в объемах, предусмотренных титулом «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино».

Работа выполнена в соответствии с требованиями следующих документов:

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики»;

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 июля 2020 г. № 556 «Об утверждении Правил создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме»;

– ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;

– ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;

– ГОСТ Р 59948-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно- диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики»;

– Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике», утвержденное решением Совета директоров ПАО «Россети» (протокол от 28.12.2024 № 673)

– СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования

подстанций переменного тока с высшим напряжение 35-750 кВ (НТП ПС)»;

– СТО 56947007-29.240.10.299-2020 «Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС»;

– СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35кВ»;

– СТО 34.01-4.1-017-2024 «Типовые шкафы. Шкафы преобразователей дискретных сигналов (ШПДС). Архитектуры II и III типа.»

– СТО 56947007-33.040.20.294-2019 «Типовые технические решения по реализации функций оперативной блокировки разъединителей и заземлителей для основных типов присоединений и элементов сети»;

– СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;

– СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»;

– ПУЭ 7 издание;

– другие действующие нормативно-технические документы.

Перечень принятых сокращений

Обозначения и сокращения:

АБ – аккумуляторная батарея;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АРМ ОП – автоматизированное рабочее место оперативного персонала;

АРМ РЗА – автоматизированное рабочее место персонала службы РЗА;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

АУВ – автоматика управления выключателем;

БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения;

ВЛ – воздушная линия;

ВОК – волоконно-оптический кабель;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;

ГЗ – газовая защита;

ДЗ – дистанционная защита;

ДЗЛ – продольная дифференциальная защита линии;

ДЗО – дифференциальная токовая защиты ошиновки

ЗИП – запасные части, инструменты, принадлежности

ЗПО – защита от потери охлаждения;

ИТС – информационно-технологическая система;

ИЧМ – интерфейс человек-машина;

КЗ – короткое замыкание;

КННЛ – контроль наличия напряжения на линии;

КННШ – контроль наличия напряжения на шинах;

КОНЛ – контроль отсутствия напряжения на линии;

КОНШ – контроль отсутствия напряжения на шинах;

КС – контроль синхронизма;

КСЗ – комплект ступенчатых защит;

КЦН – контроль цепей переменного напряжения;

ЛЭП – линия электропередачи;

МП – микропроцессорный;

МТЗ – максимальная токовая защита;

МЭК – международная электротехническая комиссия;

НКУ – низковольтное комплектное устройство;

ОБР – оперативная блокировка разъединителей

ОМП – определение места повреждения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПС – электрическая подстанция;

РАС – регистрация аварийных событий;

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СЗ – ступенчатые защиты;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

СШ – система шин;

Т – трансформатор;

Т(Н)ЗНП – токовая (направленная) защита нулевой последовательности;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УПАСК – устройство приема/передачи аварийных сигналов и команд;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

ЦСПИ – цифровая система передачи информации;

ШРОТ – шкаф распределительный оперативного постоянного тока.

1 Общие сведения

Разработка проектной документации выполнена на основании следующих документов:

– Задание на проектирование от ПАО «Россети Московский регион» по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»;

– Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 22.12.2023 года № 31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@», а также текущий проект ее корректировки;

– Регламент подготовки, согласования и утверждения ТУ, ЗП и ПСД на сооружение, техническое перевооружение и реконструкцию объектов ПАО «Россети Московский регион» и объектов сторонних организаций, связанных с объектами ПАО «Россети Московский регион» в действующей редакции;

– Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (ПС 110 кВ Ермолино) энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102 (договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20736(208320)).

2 Краткая характеристика объекта

Объектом проектирования является новая подстанция классом напряжения 110 кВ, которая будет располагаться на территории, выделенной для строительства индустриального парка Дмитров, на земельном участке по адресу: Московская область, поселок Спас-Каменка.

Для подключения ПС 110 кВ Ермолино к энергосистеме разрезается существующая воздушная линии электропередач ВЛ 110 кВ Белый Раст – Икша №3.

Схема первичных соединений РУ 110 кВ выполняется по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник», к которому подключаются:

- ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино;
- ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино;
- Два силовых двухобмоточных трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА.
- РУ 10 кВ выполняется по схеме №10-1 «одна секционированная система шин».

В соответствии с заданием на проектирование в объеме строительства ПС предусмотрена установка следующего основного оборудования и строительство сооружений:

- установка открытого распределительного устройства 110 кВ по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник» с возможностью расширения в перспективе до схемы №110-8 «Шестиугольник»;
- установка 2-х двухобмоточных силовых трансформаторов Т-1, Т-2, 110/11 кВ, мощностью 25 МВА каждый;
- установка блочно-модульного здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ 10 кВ;
- установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

3 Общие положения по выполнению РЗА

В соответствии с Приказом министерства энергетики Российской Федерации №101 от 13 февраля 2019 г., пункт 6 - при проектировании, строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, при разработке необходимой для этого проектной документации, требуется предусматривать устройства и комплексы релейной защиты и автоматики для всех линий электропередач, для оборудования и энергопринимающих установок, входящих в состав энергосистемы, независимо от их класса напряжения. Устанавливаемые устройства релейной защиты должны обеспечивать надежность и живучесть энергосистемы, а также предотвращать повреждения линий электропередачи и оборудования.

Система РЗА подстанции 110 кВ Ермолино предусматривается в необходимом объеме согласно техническому заданию, техническим требованиям и в соответствии с действующими нормами проектирования.

3.1 Назначение системы РЗА

Устанавливаемые устройства релейной защиты и автоматики ПС 110 кВ Ермолино предназначены для:

- защиты силового оборудования от повреждений и ненормальных режимов работы;
- сигнализации при возникновении ненормальных режимов;
- повышения надежности электроэнергетической системы и надежности электроснабжения потребителей;
- регистрации аварийных событий;
- оперативного управления.

3.2 Основные принципы выполнения системы РЗА

Комплекты РЗА подстанции выполняются с использованием микропроцессорных устройств, размещаются в отдельных специализированных НКУ, имеющих шкафную конструкцию напольного исполнения двухстороннего или одностороннего обслуживания.

МП устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 - 55,0 Гц.

Устанавливаемые комплекты РЗА должны подключаться по цепям переменного тока к разным вторичным обмоткам трансформаторов тока. Цепи переменного тока комплектов РЗА должны быть выполнены отдельными кабелями и, по возможности прокладываться разными трассами.

Каждый комплект защит должен иметь возможность полного выведения из работы при помощи специальных испытательных блоков и/или испытательных зажимов с системой размыкателей, отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя и т.д.

Для наиболее ответственных цепей оперативного тока (цепей оперативного «плюса» и «минуса», цепей включения и отключения высоковольтных выключателей и др.) должны применяться испытательные зажимы.

Устанавливаемые комплекты РЗА должны быть оборудованы необходимым составом оперативных переключателей или функциональных клавиш, предназначенных для вывода из работы данных устройств полностью или отдельных его функций. Кроме того, должна быть обеспечена возможность дистанционной настройки функций, мониторинга и управление их состоянием.

Устанавливаемые комплекты РЗА должны предусматривать в своем составе необходимый набор местных органов сигнализации и «сухих» контактов для передачи информации подстанционным средствам предупредительной и аварийной сигнализации. Также во всех устройствах РЗА имеется настраиваемая светодиодная сигнализация (с запоминанием или без него), выполняющая функции местной сигнализации шкафа.

Питание устанавливаемых комплектов РЗА должно осуществляться от СОПТ. Резервирование питания должно обеспечиваться схемой электрических соединений ЩПТ и соответствующей организацией системы постоянного тока.

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике», утвержденного решением совета директоров ПАО "Россети" (протокол от 28.12.2024 № 673) при новом строительстве, реконструкции и модернизации устройств РЗА и АСУ ТП должны применяться цифровые технологии передачи данных на подстанции в зависимости от типа выбранной архитектуры построения ВАПС. На ПС 110 кВ Ермолино принята архитектура II типа, в которой обмен данными осуществляется:

– между ИЭУ РЗА, АСУ ТП – посредством протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE;

– ИЭУ РЗА и АСУ ТП со станционным уровнем (SCADA) – по протоколу МЭК 61850-8-1 MMS;

– измерения тока и напряжения передаются в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей.

Сбор информации о состоянии коммутационных аппаратов (КА) и функции управления выполняются с использованием протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE, посредством

преобразования дискретных сигналов в GOOSE-сообщения устройствами, преобразующими дискретные сигналы (ПДС) в цифровой код по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE, для обмена дискретными сигналами и командами с устройствами РЗА.

ПДС должны устанавливаться в шкафах наружной установки (ШПДС) в непосредственной близости от первичного оборудования.

Обмен информацией между МП устройствами РЗА организовывается по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE по цифровой шине подстанции без применения электрических связей (дискретных сигналов).

РЗА элементов 10 кВ устанавливаются непосредственно в ячейках КРУ 10 кВ в отсеке релейного оборудования. Функции РЗА, КП выполняются, как правило, в рамках одного физического устройства (ИЭУ). Устройства располагаются на двери отсека РЗА ячейки КРУ.

ИЭУ может располагаться внутри релейного отсека при наличии выносного блока управления с графическим дисплеем, который устанавливается на двери отсека РЗА ячейки КРУ.

Все ИЭУ помимо основных функций должны выполнять функции:

- измерения текущих значений токов и напряжений, активной и реактивной мощности, частоты сети;
- регистрации дискетных и аналоговых событий;
- осциллографирования токов, напряжений и дискретных сигналов;
- непрерывной проверки функционирования и самодиагностику.

Для работы с МП устройствами РЗА поставляется программное обеспечение и техническая документация на русском языке в полном объеме.

Для текущей эксплуатации и проверки устройств РЗА предусматриваются:

- пакет программного обеспечения (ПО) для настройки, конфигурирования и обслуживания терминалов РЗА;
- кабели связи персонального компьютера (ПК) с терминалами защит.

Для вторичной коммутации цепей тока и напряжения предусматривается применение экранированных контрольных кабелей с медными жилами.

3.3 Технические требования к устройствам РЗА

3.3.1 Общие технические требования к оборудованию и аппаратуре РЗА

3.3.1.1 Требования к надежности работы

Система РЗА должна функционировать в течение установленного срока службы, который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию)

должен быть не менее 20 лет. При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтопригодным и восстанавливаемым системам (ГОСТ 24.701-86).

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.);
- автоматической диагностикой аппаратных средств и программного обеспечения;
- хранением информации, параметров и программ в энергонезависимой памяти;
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ каждого канала по функциям РЗА не менее 120000 ч;
- среднее время восстановления работоспособности РЗА по любой из выполняемых функций – не более 0,5 ч;
- система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения питания в пределах от минус 20 % до плюс 10 % 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.

Технические средства РЗА должны удовлетворять «Правилам устройства электроустановок», а также требованиям следующих стандартов МЭК и ГОСТ:

- в части уровня изоляции – требованиям ГОСТ IEC 60255-5-2014 и СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования» РАО «ЕЭС России»;
- в части помехоустойчивости – требованиям ГОСТ 30804.4.2-2013, ГОСТ 30804.4.3-2013, ГОСТ 30804.4.4-2013, ГОСТ Р 51317.4.5-99, ГОСТ Р 51317.4.16-2000, ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93), СО 34.35.310 (РД 34.35.310-97);
- в части сейсмостойкости – требованиям ГОСТ 17516.1-90;
- по устойчивости к внешним механическим воздействиям – требованиям ГОСТ 17516.1-90.

Аппараты МП РЗА должны выдерживать вибрационные нагрузки с максимальным ускорением не менее 0,5g в диапазоне частот от 10 до 100 Гц.

3.3.1.2 Требования к конструкции

Аппаратура РЗА должна размещаться по монтажным единицам в унифицированных шкафах с монтажными панелями двустороннего обслуживания. Конструкция оборудования не должна требовать доступа к боковым стенкам при эксплуатации и замене устройств.

Технические средства (устройства) должны устанавливаться так, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Количество органов ручного оперативного управления должно быть минимально необходимым и достаточным. Ключи управления, кнопки, переключатели должны снабжаться надписями на русском языке, указывающими их назначение и состояние. В выходных и входных цепях терминалов должны иметься переключатели или испытательные блоки для удобства оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании. Подключение терминалов по цепям переменного тока и напряжения должно выполняться через испытательные блоки для обеспечения возможности полноценного вывода из работы устройств РЗА оперативным персоналом без привлечения релейного персонала.

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.

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

Конструкция оборудования должна обеспечивать соответствие требованиям по климатическим условиям. 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 40 °С;
– по влажности воздуха – не менее чем от 5 до 80 % (без конденсации влаги).

3.3.1.3 Требования к документации

Вся документация должна быть представлена на русском языке. Документация должна быть представлена как на бумажных носителях, так и в электронном виде.

Вся документация должна соответствовать российским стандартам.

В состав поставляемой документации должны входить:

- общее описание;
- полное подробное техническое описание состава и работы каждого устройства, входящего в состав аппаратуры, включая схемы (линейная, принципиальная, синхронизации, управления, электропитания и др.);
- принципиальная схема программируемой логики 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;
- программное обеспечение, необходимое для общения с терминалами, настройки параметров и конфигурации, регистрации и осциллографирования различных сигналов;
- ведомость технических и эксплуатационных документов;
- спецификацию оборудования;
- руководство по технологии монтажа и наладки аппаратуры и программного обеспечения;
- программы и методики испытаний при вводе в эксплуатацию, а также периодических проверок в процессе эксплуатации;
- сертификаты, лицензии;
- эксплуатационная документация на каждый вид оборудования и систему в целом, включая инструкцию по эксплуатации, описание программно-технических средств, руководство оператора по работе с программами, руководство по установке и настройке системного и прикладного программного обеспечения, руководство администратора системы управления;
- программа и методика заводских испытаний с формами паспортов для регистрации результатов;
- программа и методика приёмо-сдаточных испытаний с формами паспортов для регистрации результатов.

Количество поставляемых комплектов технической документации и программного обеспечения должно обеспечивать организацию эксплуатации поставляемых устройств РЗА, включая оснащение служб релейной защиты и автоматики, диспетчерских управлений.

3.3.1.4 Требования к программному обеспечению

Применяемое ПО МП устройств должно содержать:

- операционную систему с драйверами на внешние устройства;
- программы тестов, обеспечивающих контроль исправности программных средств и

целостности ПО;

- пакет прикладного ПО, осуществляющего алгоритм работы защиты, регистрацию функционирования защиты, конфигурирование работы устройств.

3.3.1.5 Требования к гарантиям и сертификации

Всё поставляемое оборудование и программные средства должны иметь следующие сертификаты:

- сертификат происхождения;
- сертификат качества;
- сертификат безопасности;
- гигиенический сертификат.

Гарантийный срок должен составлять не менее 24 месяцев с момента ввода в эксплуатацию и распространяться на:

- поставляемое оборудование и программное обеспечение;
- выполнение работы;
- документацию.

Исполнитель должен бесплатно и в определённые сроки устранять любые дефекты в поставляемом оборудовании, выявленные в период гарантийного срока.

Должны быть оговорены условия поставщика, на которых гарантия может быть продлена на более длительный срок.

Оборудование должно быть ремонтопригодно. Восстановление работоспособности должно обеспечиваться на месте эксплуатации за счёт ЗИП, либо в сервисных центрах.

3.3.1.6 Требования к безопасности и экологии

Конструкция изделий должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 26.205-88, ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правил устройства электропроводок при эксплуатации электроустановок потребителей», главы ЭП-11 и БШ-5.

Все металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и металлоконструкций, которые могут оказаться под напряжением, подлежат заземлению (устройство защитного заземления по ГОСТ 12.1.030-81). Для заземления должна использоваться заземляющая шина системы электроснабжения и силового электрооборудования. Все устройства в шкафах должны быть подключены к заземляющей шине. Устройства и шкафы должны иметь приспособления для подключения к заземляющему контуру. Для заземления корпусов терминалов, экранов кабелей и других устройств внутри

шкафа предусмотреть специальную медную шину.

Изделия с питанием от сети должны иметь сигнализацию включения сетевого напряжения.

Минимальные требования к изоляции устройств должны соответствовать классу VW3 (ГОСТ Р 51179-98).

Специальных требований по экологии не предъявляется.

3.3.1.7 Требования к транспортировке и хранению

Требования к упаковке, маркировке, временной антикоррозионной защите, транспортированию, условиям и срокам хранения всех устройств, запасных частей и расходных материалов должны соответствовать указанным в технических условиях изготовителя изделия и требованиям ГОСТ 15150-69, ГОСТ 23216-78, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 15543.1-89 и ГОСТ 18620-86.

Порядок отгрузки, специальные требования к таре и упаковке должны быть определены в договоре на поставку оборудования.

3.3.1.8 Требования к техническим характеристикам

Требования к техническим характеристикам определены в таблицах 3.1-3.6.

Таблица 3.1 – Цепи переменного тока терминалов

Технические характеристики	Требования
Цепи переменного тока терминалов:	
1 Номинальный ток, А	$I_н$ = 1 (5) (определяется подключением)
2 Ток односекундной стойкости, (не менее)	40 x $I_н$
3 Рабочий диапазон	(0,1 – 40) x $I_н$
4 Потребление на фазу при $I_н$, ВА	не более 0,5 (2)

Терминалы должны правильно работать с принятым временем срабатывания при КЗ в зоне с периодической составляющей до 30xIном при максимальной апериодической составляющей с постоянной времени до 0,3 с, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50 % в установившемся режиме при активной нагрузке.

Таблица 3.2 – Цепи переменного напряжения терминалов

Технические характеристики	Требования
1 Линейное номинальное, В	$U_н$ = 100
2 Напряжение термической стойкости (длительно)	1,5 x $U_н$
3 Напряжение односекундной стойкости	2,5 x $U_н$
4 Напряжение термической стойкости $3U_0$	1,5 x $U_н$
5 Напряжение односекундной стойкости $3U_0$	2,5 x $U_н$

Технические характеристики	Требования
6 Рабочий диапазон напряжений	(0,001- 1,5) x $U_н$
7 Потребление на фазу при $U_н$, ВА	< 0,5
8 Потребление по $3U_0$ при $U_н$, ВА	< 1

Таблица 3.3 – Рабочая частота терминалов

Технические характеристики	Требования
1 Номинальная частота, Гц	$f_н = 50$
2 Рабочий диапазон частот	(0,9 – 1,1) x $f_н$

Таблица 3.4 – Напряжение оперативного постоянного тока терминалов

Технические характеристики	Требования
1 Рабочий диапазон напряжений	(0,8 – 1,1) x $U_н$
2 Потребление при $U_н$ в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети), Вт	$P_н < 20$
3 Потребление при наличии КЗ в сети	< 2 x $P_н$
4 Пульсация в напряжении постоянного тока	не более 6 % от среднего значения
5 Нормальное функционирование терминалов не должно нарушаться при исчезновении или снижении напряжения ниже установленного предела при соответствующей организации системы постоянного оперативного тока на ПС на время, с	0,05

Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала.

Таблица 3.5 – Дискретные входы терминалов

Технические характеристики	Требования
1 Постоянное номинальное напряжение каждого входа, В	$U_{вх.н} = 220$
2 Первоначальной импульс тока входа (затем допустимо его затухание), мА	$I_{вх.имп} \geq 50$
3 Напряжение “срабатывания” входа	(0,65÷0,75) x $U_{вх.н}$
4 Коэффициент возврата	Кв ≥ 0,95
5 Исключают гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала	Да

Таблица 3.6 – Дискретные выходы терминалов

Технические характеристики	Требования
1 Исключают гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала	Да

Технические характеристики	Требования
2 Содержат замыкающие контакты без общей точки	Да
3 Содержат размыкающие контакты без общей точки	Да
4 Коммутируют напряжение постоянного тока, В	250
5 Обеспечивают размыкание тока 1/0,4/0,2/0,15А при напряжении соответственно при 48/110/220/250 В и постоянной времени цепи L/R ≤ 40мс	Да
6 Контакты, коммутирующие цепи отключения и включения выключателей должны обеспечивать замыкание токов: – до 10 А, на время, с – 30 А, на время, с – 40 А, на время, с – длительное протекание тока, А	 1,0 0,2 0,03 5

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 0,005 с при напряжении до 250 В и токе до 2 А.

Коммутационная способность реле, действующих во внешние цепи постоянного тока, должна быть не менее 30 Вт в цепях оперативного постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02 с при токе 1/0,4/0,2/0,15 А и напряжении 48/110/220/250 В.

Терминалы не должны формировать ложных сигналов 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.

Микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики 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;
- иметь дополнительную свободно программируемую логику;
- предусматривать синхронизацию от внешнего источника точного времени;

- иметь непрерывную диагностику;
- иметь возможность установки любой группы уставок по дискретным входным сигналам;
- иметь возможность установки всех регулируемых параметров, с клавиатуры и дисплея терминала (интерфейса человек-машина ИЧМ), с помощью ПК, подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления;
- иметь порты связи, обеспечивающие дистанционные управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции и, желательно, взаимодействие между терминалами РЗА;
- иметь местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности;
- осуществлять определение и отображение электрических параметров объекта;
- осуществлять регистрацию событий;
- осуществлять цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти;
- осуществлять сигнализацию о состоянии и функционировании терминала, в том числе сигнализацию, выполненную на светодиодах с ручным съемом сигналов о неисправности терминала;
- иметь стандартные международные протоколы обмена данными (МЭК-60870-5-103 или МЭК-60870-5-104 и МЭК 61850) с безусловной интеграцией системы РЗА в АСУ ТП;
- иметь русифицированные интерфейсы.

Должна быть предусмотрена реализация удаленного доступа к ним одновременно с вводом их в работу независимо от состояния АСУ ТП.

В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:

- программное обеспечение (русифицированный вариант) для общения с терминалами, настройки параметров и конфигурации, регистрации, считывания и просмотра осциллограмм;
- 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, инструкции по наладке и эксплуатации, принципиальную схему программируемой логики 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.

Фирмы-поставщики оборудования должны иметь в России технический центр по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке и эксплуатации применяемых устройств управления и защиты (представить список технических специалистов (по видам оборудования) и их контактные данные).

3.3.2 Электромагнитная совместимость и помехозащищенность системы РЗА

Устройства РЗА, выполненные на микропроцессорной элементной базе, по сравнению с устройствами на электромеханической элементной базе, более подвержены влиянию электромагнитных помех. В связи с этим на всех энергообъектах перед установкой МП терминалов необходимо обеспечивать выполнение требований по электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств.

Предусматриваются следующие мероприятия:

- установка защитного заземления НКУ РЗА путем присоединения их корпусов к закладным протяженным элементам, проложенным в полу, к которым крепятся эти устройства;
- применение экранированных кабелей во вторичных цепях МП и ПП устройств РЗА;
- прокладка по разным трассам силовых и контрольных кабелей;
- заземление с двух сторон металлических оболочек кабелей цепей управления, измерения и сигнализации с применением в НКУ РЗА специальных зажимов для заземления экранов кабелей.

Для проверки достаточности принятых проектных решений на стадии пусковых или приемосдаточных испытаний следует провести натурные измерения и при необходимости, выполнить дополнительные мероприятия по обеспечению помехозащищенности.

Электромагнитная совместимость устройств РЗА может быть обеспечена при выполнении требований к уровням помехоустойчивости (степеням жесткости испытаний) устройств РЗА. Требования к электромагнитным воздействиям и помехоустойчивости технических средств определены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Виды электромагнитных воздействий и уровни помехоустойчивости технических средств

Электромагнитное воздействие	Вид испытаний на помехоустойчивость	Уровень помехоустойчивости
Напряжения промышленной частоты при КЗ на землю	Испытания электрической прочности изоляции (напряжение в установившемся режиме) ГОСТ IEC 60255-5-2014	2000 В
Импульсные помехи, возникающие при коммутации силового оборудования и КЗ на первичной стороне	На устойчивость к колебательным затухающим помехам (МЭК 61000-4-12:2016)	2,5 кВ синфазное, 1 кВ противофазное (3 степень жёсткости)
Импульсные помехи от токов молнии	На устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95)	4 кВ (4 степень жёсткости)
Магнитные поля промышленной частоты	На устойчивость к магнитному полю промышленной частоты ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93)	30 А/м длительно, 300 А/м кратковременно (4 степень жёсткости)
Электромагнитные поля радиочастотного диапазона	На устойчивость к излучаемым радиочастотным электромагнитным полям ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006)	10 В/м (3 степень жёсткости)
Импульсные магнитные поля	На устойчивость к импульсному магнитному полю ГОСТ Р 50649-94 (МЭК 1000-4-9-93)	100 А/м (3 степень жёсткости)
Разряды статического электричества	На устойчивость к разрядам статического электричества ГОСТ 30804.4.2-2013 (МЭК 61000-4-2:2008)	6 кВ контактный разряд, 8 кВ воздушный разряд (3 степень жёсткости)
Наносекундные импульсные помехи от электромеханических устройств	На устойчивость к наносекундным импульсным помехам ГОСТ 30804.4.4-2013 (МЭК 61000-4-4:2004)	4 кВ для цепей электропитания и заземления, 2 кВ для сигнальных цепей ввода-вывода информации (4 степень жёсткости)

Электромагнитное воздействие	Вид испытаний на помехоустойчивость	Уровень помехоустойчивости
Качество электропитания постоянным током	На устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока ГОСТ Р 51317.4.17-2000 (МЭК 61000-4-17-99)	Амплитуда переменной составляющей постоянного напряжения 15 % (4 степень жёсткости)
Качество электропитания переменным током	На устойчивость к гармоникам и интергармоникам, к сигналам систем телеуправления и сигнализации в сети переменного тока ГОСТ 30804.4.13-2013 (IEC 61000-4-13:2002)	6 % от номинального напряжения
	На устойчивость к колебаниям напряжения ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-99)	8 % от номинального напряжения (2 степень жёсткости), при отсутствии стабилизации напряжения – 12 % (3 степень жёсткости)
	На устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11:2004)	Длительность провалов и выбросов напряжения 0,5 с, прерывания напряжения – 0,1 с (2 степень жёсткости). При отсутствии стабилизации напряжения – длительность провалов и выбросов напряжения 2 с, прерывания напряжения – 0,5 с (4 степень жёсткости)
	На устойчивость к несимметрии напряжений электропитания МЭК 61000-4-27-2016	2 %
	На устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока ГОСТ Р 51317.4.28-2000 (МЭК 61000-4-28-99)	3% от номинальной частоты (2 степень жёсткости), при отсутствии стабилизации напряжения – 15 % (4 степень жёсткости)

Электромагнитное воздействие	Вид испытаний на помехоустойчивость	Уровень помехоустойчивости
Кондуктивные помехи	На устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц, воздействующим на порты электропитания и ввода-вывода сигналов ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96)	10 В (3 степень жёсткости)
	На устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц ГОСТ Р 51317.4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-98)	30 В (4 степень жёсткости)

Представленные уровни помехоустойчивости устройств РЗА имеют общий характер. При необходимости, для обеспечения электромагнитной совместимости могут быть применены дополнительные мероприятия, такие как:

- обеспечение электромагнитной совместимости высокоомных входов устройств РЗА при подключении к ним кабелей, приходящих из РУ разных напряжений, других зданий;
- обеспечение защиты от импульсных помех системы оперативного постоянного тока.

4 Технические решения и структура системы РЗА

В настоящем разделе рассматриваются технические решения и мероприятия по организации защит на подстанции Ермолино, выполняемые по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино».

Все функции РЗА выполняются в составе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) выполняемых по II архитектуре построения цифровых подстанций.

ИЭУ РЗА включаются в шину процесса и шину подстанции по резервируемым интерфейсам с поддержкой протоколов МЭК 61850.

Обмен сигналами между ИЭУ подстанции осуществляется с использованием цифровой шины по протоколу GOOSE в соответствии с МЭК 61850-8-1.

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС приведена на чертеже Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО8.1-ГЧ1.

4.1 Защита линий 110 кВ

В соответствии с Заданием на проектирование на вновь образуемых ЛЭП классом напряжения 110 кВ должны устанавливаться не менее чем два устройства РЗ, реализующих функцию основной защиты с абсолютной селективностью.

При определении вида и типов проектируемых устройств РЗА ЛЭП 110 кВ учитывается, что на разрезаемой линии с питающих сторон в эксплуатации находятся существующие устройства РЗА, которые должны быть функционально совместимы.

4.1.1 РЗА ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

В настоящий момент со стороны ПС 750 кВ Белый Раст в качестве основных защит в эксплуатации находятся два шкафа микропроцессорных дифференциально-фазных защит (ДФЗ), выполненных на базе шкафов ШЭ2607 081 производства ООО НПП «Экра» с терминалами типа БЭ2704v081. Комплект ДФЗ №1 введен в эксплуатацию в 2007 году и оснащен ВЧ приемопередатчиком типа ПВЗ-90М1. Комплект ДФЗ №2 введен в эксплуатацию в 2020 году в рамках реализации титула: «Техническое перевооружение ПС 750 кВ Белый Раст. Установка вторых комплектов ДФЗ на ВЛ 110 кВ Луговая – Белый Раст с отпайкой на ПС Аксаково; на ВЛ 110 кВ Белый Раст – Икша I (II) цепь с отпайкой на ПС Трудовая и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Икша №3; на ВЛ 110 кВ Шереметьево – Белый Раст». Комплект ДФЗ №2 оснащен ВЧ приемопередатчиком типа ПВЗУ-Е.

В качестве резервных защит в эксплуатации находится терминал ступенчатых защит производства Siemens типа 7SA522, который введен в эксплуатацию в 2007 году.

Для защиты, рассматриваемой ЛЭП 110 кВ со стороны ПС 110 кВ Ермолино предусматривается:

1) В качестве основной быстродействующей защиты два комплекта дифференциально-фазной защиты линии, совместимых с противоположными полукомплектами.

В терминале ДФЗ выполняются:

- дифференциально-фазная защита линии (ДФЗ);
- блокировка при неисправности цепей напряжения;
- токовая защита ошиновки (ТЗО) ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ.

Каждый комплект ДФЗ размещается в своем отдельном шкафу, установленном в ОПУ. Питание шкафа осуществляется от шкафа ШРОТ через автоматические выключатели. Исполнение шкафа – для архитектуры II типа цифровой подстанции. При срабатывании комплект ДФЗ действует на отключение двух выключателей и пуск УРОВ.

Работа полукомплектов ДФЗ осуществляется по высокочастотному каналу связи (ВЧКС). Для каналов связи данной линии требуется выделить новые частоты под каждый комплект ДФЗ. Для реализации команд телеотключения от УРОВ выключателей 110 кВ с передачей на противоположный конец, новые приемопередатчики ДФЗ предусматриваются с возможностью приема и передачи команд. Мероприятия вызваны тем, что останов ВЧ передатчика от УРОВ является не достаточным условием для отключения противоположного конца, ввиду низких токов при КЗ за тр-ром. В соответствии с принятыми проектными решениями, команда ТО от УРОВ формируемая в АУВ, цифровым способом направляется в комплект ДФЗ, где посредством взаимодействия ДФЗ и ВЧ приемопередатчика производится пуск команды отключения на противоположную сторону. При приеме команд логика работы схожая – приемопередатчик взаимодействует с комплектом ДФЗ, а далее цифровым способом команда передается в АУВ с последующими воздействиями на отключение и запрет АПВ.

Мероприятия по организации ВЧ канала рассматриваются в комплекте Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО7.4.

2) В качестве резервной защиты – комплект ступенчатых защит (КСЗ).

В терминале КСЗ выполняются:

- ступени дистанционной защиты (ДЗ);

- ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- междуфазная токовая отсечка (МФТО);
- аварийная максимальная токовая защита (АМТЗ), автоматически вводимая при неисправности цепей напряжения;
- токовая защита ошиновки (ТЗО) ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ;
- блокировка при качаниях;
- блокировка при неисправности цепей напряжения.

Комплект КСЗ размещается в отдельном шкафу оснащенном двумя терминалами КСЗ (по одному на каждую линию) и установленном в ОПУ. Питание шкафа осуществляется от ШРОТ через автоматические выключатели. Исполнение шкафа – для архитектуры II типа цифровой подстанции. При срабатывании комплект КСЗ действует на отключение двух выключателей и пуск УРОВ.

4.1.2 РЗА ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино

В настоящий момент со стороны ПС 110 кВ Икша I в качестве основных защит в эксплуатации находятся две панели типа ДФЗ-201, выполненные на базе электромеханических реле производства ЗАО «ЧЭАЗ».

В качестве резервных защит в эксплуатации находится панель типа ЭПЗ-1636 производства ЗАО «ЧЭАЗ».

Модернизация существующих устройств РЗА на ПС Икша I в рамках настоящего инвестиционного проекта не предусматривается.

Для защиты, рассматриваемой ЛЭП 110 кВ со стороны ПС 110 кВ Ермолино предусматривается:

1) В качестве основной быстродействующей защиты два комплекта дифференциально-фазной защиты линии (ДФЗ).

В терминале ДФЗ выполняются:

- дифференциально-фазная защита линии (ДФЗ);
- блокировка при неисправности цепей напряжения;
- токовая защита ошиновки (ТЗО) ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ.

Каждый комплект ДФЗ размещается в своем отдельном шкафу, установленном в ОПУ.

Питание шкафа осуществляется от шкафа ШРОТ через автоматические выключатели. Исполнение шкафа – для архитектуры II типа цифровой подстанции. При срабатывании комплект ДФЗ действует на отключение двух выключателей и пуск УРОВ.

Работа полукомплектов ДФЗ этой линии осуществляется по высокочастотному каналу связи (ВЧКС). Для каналов связи данной линии применяются существующие частоты ДФЗ. Для реализации команд телеотключения от УРОВ выключателей 110 кВ с передачей на противоположный конец, новые приемопередатчики ДФЗ предусматриваются с возможностью приема и передачи команд. Мероприятия вызваны тем, что останов ВЧ передатчика от УРОВ является не достаточным условием для отключения противоположного конца, ввиду низких токов при КЗ за тр-ром. В соответствии с принятыми проектными решениями, команда ТО от УРОВ формируемая в АУВ, цифровым способом направляется в комплект ДФЗ, где посредством взаимодействия ДФЗ и ВЧ приемопередатчика производится пуск команды отключения на противоположную сторону. При приеме команд логика работы схожая – приемопередатчик взаимодействует с комплектом ДФЗ, а далее цифровым способом команда передается в АУВ с последующими воздействиями на отключение и запрет АПВ.

2) В качестве резервной защиты – комплект ступенчатых защит (КСЗ).

В терминале КСЗ выполняются:

- ступени дистанционной защиты (ДЗ);
- ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- междуфазная токовая отсечка (МФТО);
- аварийная максимальная токовая защита (АМТЗ), автоматически вводимая при неисправности цепей напряжения;
- токовая защита ошиновки (ТЗО) ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ;
- блокировка при качаниях;
- блокировка при неисправности цепей напряжения.

Комплект КСЗ размещается в отдельном шкафу оснащенном двумя терминалами КСЗ (по одному на каждую линию) и установленным в ОПУ. Питание шкафа осуществляется от ШРОТ через автоматические выключатели. Исполнение шкафа – для архитектуры II типа цифровой подстанции. При срабатывании комплект КСЗ действует на отключение двух выключателей и пуск УРОВ.

4.2 Определение места повреждения на ЛЭП

В соответствии с Заданием на проектирование для ВЛ 110 кВ длиной 5 км и более необходимо предусматривать устройство ОМП. Поскольку вновь образуемые ВЛ 110 кВ менее 5 км, то устройств ОМП не предусматривается.

4.3 Автоматика управления выключателей 110 кВ

Для реализации функций автоматики управления и УРОВ выключателей 110 кВ для каждого выключателя предусматривается микропроцессорный комплект АУВ.

В терминале АУВ выполняются:

- автоматика управления выключателем (АУВ);
- прием отключающих сигналов;
- прием сигналов «запрет автоматического повторного включения (АПВ)»;
- защиты электромагнитов включения и отключения от длительного протекания тока;
- контроля исправности цепей включения и отключения выключателя;
- АПВ выключателя с контролем и без контроля синхронизма (напряжения);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- прием сигналов «пуск УРОВ»;
- блокировка управления выключателем при понижении давления элегаза и иных технологических неисправностях;
- сбор сигналов неисправностей выключателя.

Комплекты АУВ размещаются в шкафах, оснащенных двумя терминалами. Шкафы АУВ устанавливаются в ОПУ. Питание комплектов АУВ осуществляется от ШРОТ через автоматические выключатели. Первый и второй электромагниты отключения подключаются к разным секциям ШРОТ. Исполнение шкафов – для архитектуры II типа цифровой подстанции.

В составе каждого комплекта АУВ предусматривается УРОВ функционирующий с токовым контролем и действующий по алгоритму с действием «на себя», то есть с проверкой исправности выключателя. УРОВ в случае отказа выключателя, через защиты линий 110 кВ, ДЗО 110 кВ и защиты трансформатора выдает управляющие воздействия на отключение смежных выключателей с запретом АПВ, а также команду на останов ВЧ приемопередатчика «своей» линии.

Так же АУВ предусматривает функцию АПВ, которая посредством функциональных клавиши или программного ключа может осуществлять различные виды АПВ – «слепое АПВ», АПВ с контролем наличия напряжения на линии, АПВ с контролем наличия напряжения на шинах, АПВ с контролем синхронизма. В процессе эксплуатации с помощью функциональных

клавиши или программного ключа выбирается требуемый по условиям режимов вид АПВ.

Устройства АУВ совмещают в себе функции контроллера присоединения и реализуют управление выключателем, контроль коммутационного ресурса силового выключателя. АУВ как контроллеры присоединения выполняют функции сбора аналоговых сигналов (телеизмерений) и дискретной информации для передачи данных в АСУ ТП.

4.4 Защита ошиновки 110 кВ

Для защиты ошиновки 110 кВ в цепи каждого силового трансформатора применяется комплект дифференциальной токовой защиты (ДЗО) от всех видов КЗ, реализованный на базе микропроцессорной техники.

Таким образом для защиты ошиновок 110 кВ к установке предусматривается:

1) по одному комплекту дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО) в цепи каждого силового трансформатора.

В терминале ДЗО выполняются:

- дифференциальная защита ошиновки 110 кВ;
- логика опробывания.

По цепям переменного тока каждый комплект подключается:

- к ТТ в цепи выключателей 110 кВ;
- к ТТ силового трансформатора стороны ВН.

Комплекты ДЗО 110 кВ размещаются в отдельном шкафу оснащенном двумя терминалами. Шкаф устанавливается в ОПУ. Питание шкафа осуществляется от ШРОТ через автоматические выключатели. Исполнение шкафа – для архитектуры II типа цифровой подстанции. С помощью реле контроля исправности токовых цепей, комплект выявляет неисправности в цепях тока ДЗО, блокирует защиту и выдает сигнал о неисправности.

Для надежного отключения, а также для режимов опробывания, комплект содержит чувствительный орган. При срабатывании комплект ДЗО действует на отключение двух выключателей, запрет АПВ и на пуск УРОВ.

4.5 Релейная защита трансформаторов 110/10 кВ

Для защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 предусматриваются микропроцессорные комплекты защит. Построение защит учитывает наличие токоограничивающего реактора, установленного со стороны НН.

На каждом силовом трансформаторе устанавливается:

1) Один комплект основной защиты, реализованный в отдельном терминале ДЗТ.

В терминале ДЗТ выполняются:

– дифференциальная токовая защита с торможением от всех видов КЗ (ДЗТ);
– дифференциальная токовая отсечка (ДТО);
– цепи газовой защиты трансформатора (ГЗ) с контролем изоляции;
– цепи защиты контактора устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН) с контролем изоляции;
– максимальная токовая защита реактора (МТЗ Р);
– защита от перегрузки (ЗП);
– цепи приема сигналов от технологических защит;
– цепи приема внешних сигналов отключения;
– пуск охлаждения.

2) Один комплект резервной защиты трансформатора, реализованный в отдельном терминале РЗТ.

В терминале РЗТ выполняются:

– максимальная токовая защита стороны ВН с пуском или без пуска по напряжению (МТЗ ВН/U);
– цепи газовой защиты трансформатора (ГЗ) с контролем изоляции;
– цепи защиты контактора устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН) с контролем изоляции;
– цепи приема сигналов от технологических защит;
– цепи приема внешних сигналов отключения;

3) Один комплект АРНТ, предназначенный для выполнения функций ручного – автоматического регулирования напряжения трансформатора, местного/дистанционного управления, измерения, сигнализации, регистрации, осциллографирования, диагностики привода регулятора.

В терминале АРНТ выполняются:

– автоматическое поддержание напряжения трансформатора в заданных пределах;
– ручное регулирование напряжения;
– блокировка работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
– блокировка РПН при перегрузках трансформатора;
– блокировка РПН при превышении напряжения нулевой последовательности $3U_0$;
– блокировка РПН при превышении напряжения обратной последовательности U_2;
– коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);

– местное (с лицевой панели терминала) управление регулятором;
– контроль времени пуска переключения привода;
– контроль крайних положений привода;
– контроль температуры масла;
– контроль самопроизвольной работы регулятора («Самоход»);
– индикация хода привода регулятора;
– счет количества переключений РПН;
– обнаружение неисправности управления электроприводом РПН.

Комплекты ДЗТ, РЗТ и АРНТ размещаются в одном отдельном шкафу, оснащенном тремя терминалами. Шкафы устанавливаются в ОПУ. Питание комплектов осуществляется от шкафа ШРОТ через автоматические выключатели. Комплекты основной защиты (ДЗТ) и резервной защиты (РЗТ) подключаются на разные керны трансформаторов тока и к разным секциям ШРОТ. Исполнение шкафов – для архитектуры II типа цифровой подстанции.

Комплекты ДЗТ и РЗТ действуют на отключение трансформаторных выключателей, а также выдают сигнал на пуск УРОВ.

4) Один комплект дифференциальной защиты ошиновки трансформатора стороны НН.

В терминале ДЗО НН выполняются:

– дифференциальная защита ошиновки 10 кВ;
– логика опробывания.

По цепям переменного тока каждый комплект подключается:

– к ТТ силового трансформатора стороны НН;
– к ТТ выключателя ввода 10 кВ.

Комплекты ДЗО 10 кВ размещаются в отдельном шкафу оснащенном двумя терминалами – по одному на каждый ттрансформатор. Шкаф устанавливается в ОПУ. Питание шкафа осуществляется от ШРОТ через автоматические выключатели. Исполнение шкафа – для архитектуры II типа цифровой подстанции. С помощью реле контроля исправности токовых цепей, комплект выявляет неисправности в цепях тока ДЗО, блокирует защиту и выдает сигнал о неисправности.

Для надежного отключения, а также для режимов опробывания, комплект содержит чувствительный орган. При срабатывании комплект ДЗО действует на отключение выключателей трансформатора, запрет АПВ и на пуск УРОВ.

4.6 Организация цепей трансформаторов напряжения 110 кВ

Для организации цепей ТН-110 с возможностью перевода цепей напряжения с одного линейного ТН на другой, устанавливается шкаф организации цепей ТН 110 кВ. Шкаф размещается в помещении ОПУ и оснащается ключами перевода, лампами сигнализации о неисправности, измерительными приборами.

На ОРУ-110, для каждого трансформатора напряжения, устанавливаются уличные шкафы зажимов ТН 110 кВ.

Схема организации цепей напряжения представлена на чертеже Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО8.1-ГЧ2.

4.7 Релейная защита и автоматика элементов КРУ 10 кВ

Для реализации защиты и автоматики присоединений 10 кВ предусматриваются терминалы РЗА в составе ячеек КРУ. Терминалы также выполняют роль контроллера присоединения (КП). Устройства располагаются на двери отсека РЗА ячейки КРУ. Исполнение устройств РЗА для КРУ - по архитектуре II типа цифровой подстанции.

4.7.1 РЗА ввода 10 кВ

В терминалах РЗА ввода 10 кВ выполняются:

– максимальная токовая защита с пуском или без пуска по напряжению (МТЗ/U);
– токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю (ТЗНП);
– автоматика управления выключателем (АУВ);
– токовый контроль дуговой защиты (ТК ЗДЗ);

- функции пуска и запрета автоматики ввода резерва (АВР);
- УРОВ, который выполняется со ступенчатым действием (первая ступень действует без выдержки времени на отключение своего выключателя; вторая – с выдержкой времени на отключение трансформатора);
- измерение величин переменного тока;
- контроль коммутационных аппаратов и выдвижных элементов ячейки.

4.7.2 РЗА секционного выключателя (СВ) 10 кВ

В терминале СВ 10 кВ выполняются:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю (ТЗНП);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- токовый контроль дуговой защиты (ТК ЗДЗ);
- автоматики ввода резерва (АВР);
- УРОВ, который выполняется со ступенчатым действием (первая ступень действует без выдержки времени на отключение своего выключателя; вторая – с выдержкой времени на отключение выключателя ввода 10 кВ);
- измерение величин переменного тока;
- контроль коммутационных аппаратов и выдвижных элементов ячейки.

АВР выполняется с контролем отключенного положения ВВ и контроля наличия напряжения на смежной секции. Запрет АВР действует при КЗ на секции шин 10 кВ и работе УРОВ 10 кВ.

4.7.3 РЗА отходящих линий (ОЛ) 10 кВ

В терминалах РЗА ОЛ 10 кВ выполняются:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю (ТЗНП);
- максимальная токовая отсечка (ТО);
- защита от перегрузки (ЗП);
- защита от несимметричных режимов;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- токовый контроль дуговой защиты (ТК ЗДЗ);
- измерение величин переменного тока;

– контроль коммутационных аппаратов и выдвижных элементов ячейки.

4.7.4 РЗА ТСН 10/0,4 кВ

В терминалах РЗА ОЛ 10 кВ выполняются:

– максимальная токовая защита (МТЗ);
– токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю (ТЗНП);
– максимальная токовая отсечка (ТО);
– защита от перегрузки (ЗП);
– автоматика управления выключателем (АУВ);
– токовый контроль дуговой защиты (ТК ЗДЗ);
– измерение величин переменного тока;
– контроль коммутационных аппаратов и выдвижных элементов ячейки.

4.7.5 РЗА ТН 10 кВ

В терминалах РЗА ТН10 кВ выполняются:

– контроль напряжения на секции шин;
– контроль изоляции секции (КИ);
– защита минимального напряжения (ЗМН);
– контроль коммутационных аппаратов выдвижных элементов ячейки;

4.7.6 Защита от дуговых замыканий КРУ 10 кВ (ЗДЗ)

Для защиты ячеек ЗРУ 10 кВ от коротких замыканий, сопровождающихся открытой электрической дугой, выполняется защита от дуговых замыканий (ЗДЗ), которая действует без выдержки времени.

Защита выполняется с использованием волоконно-оптических датчиков (ВОД) и блоков ЗДЗ, размещаемых в каждой ячейке.

Датчики фиксируют наличие дуги в отсеках сборных шин и высоковольтных отсеках всех присоединений, а также наличие дуги в отсеках ввода/вывода ячеек вводов, секционного выключателя, отходящих присоединений.

При возникновении дуги в отсеке ввода/вывода отходящего присоединения отключается собственный выключатель отходящего присоединения.

При возникновении дуги в высоковольтном отсеке и/или в отсеке сборных шин

производится отключение вводного и секционного выключателя с запретом АПВ и АВР.

При возникновении дуги в отсеке ввода/вывода или высоковольтном отсеке вводной ячейки производится отключение силового трансформатора со стороны ВН с запретом АПВ и пуском УРОВ.

Для исключения ложных срабатываний, команда на отключение от ЗДЗ выполняется с токовым контролем от пусковых органов защит ВВ, СВ или трансформатора (в зависимости от места возникновения дуги).

4.7.7 Защита от коротких замыканий на землю в сети 10 кВ

Ввиду применения режима сети 10 кВ с низкоомным заземлением нейтрали для защиты от замыканий на землю применяется токовая защита с действием на отключение.

4.8 Управление коммутационными аппаратами и блокировка

4.8.1 Управление элементами ПС

В качестве основной системы управления элементами на ПС применяется АСУ ТП.

Основное управление выключателями и коммутационными аппаратами ячеек ОРУ 110 кВ предусматривается:

– дистанционно с АРМ оперативного персонала либо АРМ диспетчерского персонала через контроллеры присоединений (КП) 110 кВ по протоколу МЭК 61850;

– от контроллеров присоединений (КП) 110 кВ в ОПУ;

Основное управление выключателями, выкатными элементами и разъединителями ячеек КРУ 10 кВ осуществляется:

– дистанционно с АРМ оперативного персонала либо АРМ диспетчерского персонала через ИЭУ установленные в ячейках КРУ 10 кВ по протоколу МЭК 61850;

В случае отказа АСУ ТП предусматривается резервное управление (ручное управление) первичным оборудованием:

– разъединителями и выключателями 110 кВ по месту из шкафов управления приводов, расположенных близи КА в зоне их безопасного обслуживания (резервное средство управления при неисправности полевого уровня АСУ ТП).

– выключателями 10 кВ выполняется по месту кнопками с выносного пульта управления, подключенного к цепям через штепсельный разъем.

4.8.2 Оперативная блокировка

Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой (ОБР) от неправильных действий при переключениях в электрических установках.

Для РУ с управлением коммутационными аппаратами посредством АСУ ТП должна применяться программная (логическая) ОБР, реализуемая в котроллерах присоединений с использованием блокировочных элементов приводов.

Независимо от способа исполнения ОБР, она должна блокировать:

– отключение, включение разъединителем тока нагрузки;

– включение разъединителя (с последующим включением выключателя) на заземленный участок цепи;

– включение заземляющего ножа разъединителя на участке цепи, не отделенном разъединителями от цепей, находящихся под напряжением.

На подстанции Ермолино предусматривается программная (логическая) блокировка разъединителей, реализуемая с использованием контроллеров присоединений, а также механическая блокировка непосредственного действия комплектных распределительных устройств, которая интегрируется в логическую блокировку.

ОБР 110 кВ реализуется в терминалах АУВ путем обмена данными о положении коммутационных аппаратов по цифровым шинам подстанции с использованием протокола GOOSE в соответствии с МЭК 61850-8-1.

Система ОБР КРУ 10 кВ реализуется в терминалах ячеек, также с обменом данными по цифровым шинам подстанции с использованием протокола GOOSE в соответствии с МЭК 61850-8-1.

Питание цепей оперативной блокировки разъединителей выполняется от двух отдельных, взаиморезервируемых выпрямительных устройств напряжением 220 В, гальванически не связанных с СОПТ и имеющих собственный контроль наличия напряжения и контроль изоляции.

4.9 Сигнализация

Сигнализация выполняется в составе АСУ ТП посредством передачи сигналов от ИЭУ РЗА в контроллеры АСУ ТП по цифровому интерфейсу.

В составе каждого шкафа и ячейки РЗА предусматривается местная визуальная сигнализация – общая лампа вызова и индикация светодиодов МП терминалов.

4.10 Интеграция устройств РЗ и ПА в систему АСУ ТП

Устанавливаемые МП устройства РЗА, имеют двойное назначение: и выполняют роль как устройств автономной системы РЗА, так и компонентов нижнего уровня ПТК АСУ ТП, которые используются в качестве источников значительного объема цифровой информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных

режимах на ПС, а также верхних уровнях диспетчерско-технологического управления электрическими сетями.

От системы РЗА вводятся сигналы: срабатывание и неисправности МП устройств, а также положение устройств вторичной коммутации, установленных в шкафах РЗА (режимные ключи, накладки, тест-блоки, автоматы оперативного тока, ключ группы уставок). Вся информация, получаема от терминалов РЗА передается на хранение в АСУ ТП.

При помощи программного обеспечения АРМ инженера РЗА обеспечивается выполнение функций информационной поддержки и контроля микропроцессорных систем РЗА, а также конфигурирование МП устройств РЗА. Используя специализированные программные средства, устанавливаемые на АРМ инженера, производится настройка уставок, подключение и отключение отдельных функций и устройств РЗА.

Обмен информацией между цифровыми устройствами РЗА и сервером АСУ ТП организован по протоколу МЭК 61850-8-1 MMS по цифровой шине подстанции.

4.11 Решения по приему и передаче команд на ПС 110 кВ Икша-I

В настоящий момент со стороны ПС 110 кВ Икша-I на вновь образуемой линии ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино в качестве основных защит в эксплуатации находятся две панели электромеханических дифференциально-фазных защит типа ДФЗ-201 с ВЧ приемопередатчиками типа ПВЗ-90М1 и ПВЗУ-Е, а в качестве резервной защиты используется электромеханическая панель ступенчатых защит типа ЭПЗ-1636. Панели морально и физически устарели и с точки зрения СТО 34.01-4.1-011-2020 «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики энергосистем» рекомендуются к замене. Однако данный объект не относится к ПАО «Россети Московский регион» и рассмотрение вопросов замены комплекса РЗА подстанции Икша-I не входит в объем данного проектирования. При этом для возможности принимать команды телеотключения от УРОВ выключателей 110 кВ подстанции Ермолино, ВЧ приемопередатчики со всех сторон выполняются с возможностью приема и передачи команд. Решение о применении ВЧ приемопередатчиков с командами обусловлено тем, что при повреждении в зоне силового трансформатора и его ошиновки со стороны низкого напряжения на подстанции Ермолино, с работой ДЗТ/ДЗО НН и отказом выключателя 110 кВ, останов ВЧ передатчика от УРОВ является не достаточным условием, ввиду низких токов КЗ. В данном режиме токи КЗ не позволяют надежно срабатывать органам отключения ДФЗ и поэтому несмотря на останов ВЧ приемопередатчика со стороны Ермолино, отключение выключателя 110 кВ на ПС Икша-I не состоится. Таким образом для исключения данной ситуации возникает

необходимость передачи команды ТО на подстанцию Икша-I. При приеме команды ТО осуществляется отключение выключателя 110 кВ и запрет АПВ.

Для реализации данных мероприятий на подстанции Икша-I требуется заменить существующие приемопередатчики ДФЗ на новые, обладающие возможностью приема и передачи команд. В схемы РЗА требуется внести корректировки для реализации приема и пуска команд. Существующие частоты и остальное оборудование остается без изменений.

5 Система регистрации аварийных процессов и событий

В разделе рассматриваются решения по оснащению подстанции 110 кВ Ермолино комплексом регистрации аварийных событий (РАС).

5.1 Назначение системы

Автономный РАС – это программно-технический комплекс, установленный на объекте электроэнергетики, осуществляющий независимо от других устройств регистрацию и хранение данных об аварийных событиях.

Регистрация аварийных событий (РАС) и процессов должна осуществляться на объектах электроэнергетики высшим классом напряжения 110 кВ и выше с использованием регистраторов аварийных событий и процессов (автономных РАС и функций, реализуемых в терминалах РЗА).

Система РАС производит фиксацию, накопление, предоставление информации и подготовку для печати документов о процессе возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций. РАС обеспечивает фиксацию первопричины аварийной ситуации и регистрацию достоверных технологических данных за период предаварийный, аварийный и послеаварийный, о работе основного и вспомогательного оборудования, действиях защит, блокировок, устройств автоматического управления и действиях персонала.

5.2 Требования к системе РАС

Проектируемые системы РАС должны отвечать требованиям Системного оператора и обеспечивать запись в цифровой форме токов и напряжений аварийных режимов (с учётом предыстории), изменение состояния коммутационной аппаратуры, регистрацию срабатывания устройств защиты и электроавтоматики.

Автономный РАС должен функционировать в непрерывном круглосуточном режиме и осуществлять регистрацию данных РАС, синхронизированных с помощью сигналов единого точного времени глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Точность синхронизации измерений в автономном РАС от глобальных навигационных спутниковых систем должна быть не хуже ±1 мс.

Все зарегистрированные в автономном РАС данные должны иметь метки единого астрономического времени.

Система РАС должна обеспечивать:

- запись истории изменения величин;
- регистрацию минимумов/ максимумов;

- запись событий и аварийной сигнализации;
- погрешность записи не должна превышать 0,5 %;
- время записи доаварийного режима - не менее 0,05 с;
- время записи аварийного процесса - на все время существования аварийного процесса;
- время записи послеаварийного процесса - не менее 1 с;
- допустимая кратность тока КЗ - не менее 30;
- погрешность взаимной синхронизации регистрируемых параметров в автономной распределенной подсистеме цифрового осциллографирования должна быть не хуже 1 мс;
- не менее 100 записей аварийного процесса при автоматическом запуске;
- полное время осциллографирования - не менее 12 с;
- рекомендуемая частота дискретизации: 2400 Гц.

Должна быть предусмотрена возможность задания как общей длительности осциллограммы, так и отдельно - длительностей предаварийного, аварийного и послеаварийного режима, а также количества сохраняемых записей об авариях, происходящих подряд. Момент начала аварии фиксируется по заданному набору сигналов, являющихся инициативными.

В устройствах должна быть обеспечена возможность автоматического преобразования осциллограмм в формат COMTRADE. Система должна предоставлять возможность отображения на одном экране осциллограмм, полученных из разных источников.

Регистрация сигналов срабатывания защиты кроме самого факта срабатывания, позволяет фиксировать время срабатывания при аварийных нарушениях в ЭЭС или вследствие неисправностей отдельных элементов.

Запись сигналов неисправности устройств РЗА позволяет принимать оперативные меры по устранению неисправности и обеспечению надежной работы систем РЗА. При анализе срабатывания устройств РЗА запись сигналов неисправности существенно облегчает его.

Передача информации РАС должна осуществляться в соответствии с требованиями к каналам передачи технологической информации.

РАС должна быть масштабируема по видам интерфейсов для сопряжения с каналами передачи данных.

Информация РАС должна содержать данные, предшествующие событию, данные в процессе события, данные после ликвидации события.

Регистрация аварийных событий должна осуществляться:

- осциллографированием – запись дискретных сигналов и мгновенных значений аналоговых сигналов в файл осциллограммы;
- регистрацией дискретных сигналов/событий (работа устройств РЗА и ПА, положение выключателей и т.п.);
- регистрацией усредненных значений аналоговых параметров (режим «самописец»).

Осциллографированию подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗ и ПА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе РЗА и ПА, состояние выключателей). Должна быть обеспечена возможность запуска осциллографирования как по факту превышения уставок, так и по сигналу от внешних устройств или вручную.

5.3 Пуск РАС

Пуск РАС при аварийном нарушении должен осуществляться от следующих пусковых органов, находящихся в устройстве РАС:

- по изменению расчетных значений симметричных составляющих напряжений, взятых от «звезды» ТН;
- по понижению (ниже уставки) одного из фазных напряжений;
- по увеличению (выше уставки) напряжения нулевой последовательности, взятого от «разомкнутого треугольника» ТН;
- по изменению расчетных значений симметричных составляющих фазных токов;
- по увеличению (выше уставки) одного из фазных токов;
- по увеличению тока нулевой последовательности;
- по изменению (выше, ниже уставки) любого аналогового сигнала;
- по изменению состояния любого дискретного сигнала;
- пуск от внешнего сигнала в том числе по факту срабатывания пусковых органов РЗ и ПА.

5.4 Сигналы, охватываемые системой РАС

Аналоговые сигналы:

- фазные напряжения U_A, U_B, U_C, а также 3Uo от ТН 110 кВ;
- фазные токи I_A, I_B, I_C, а также 3Io для ВЛ-110 кВ, силовых трансформаторов со стороны 110 кВ, выключателей 110 кВ и вводных выключателей 10 кВ (Т-1, Т-2), СВ 10 кВ;
- Ток ТТ нейтрали Т-1, Т-2;
- частота переменного тока;

– напряжение АБ (в том числе и относительно «земли»).

Дискретные сигналы:

– положение выключателей 110 кВ и вводных выключателей 10 кВ (Т-1, Т-2);
– команды отключения от устройств РЗ;
– приём и передача команд РЗ;
– неисправность устройств РЗА.

5.5 Технические решения по системе РАС

Для системы РАС предусматривается к установке один шкаф, оснащенный блоками преобразователей аналоговых и дискретных сигналов. Шкаф осуществляет вычисления измеряемых величин, проверку условий запуска и запуск регистратора, содержит интерфейсы для внешних подключений.

Ввод токов и напряжений от присоединений 110 кВ и 10 кВ выполняется по аналоговым цепям от ТТ и ТН. Передача сигналов в РАС от терминалов РЗА выполняется с использованием протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE по цифровой шине без применения электрических связей (дискретных сигналов).

Также система РАС оснащается модулем точного времени, который получает сигналы от источников точного времени для синхронизации работы всех устройств входящих в систему РАС и для записи осциллограмм с метками времени, совпадающими с устройствами РАС других подстанций.

Система содержит цепи сигнализации, позволяющие оповестить персонал о неисправности либо о срабатывании комплекса РАС.

Комплекс РАС через серверное и коммуникационное оборудование имеет возможность, осуществить передачу осциллограмм в РДУ. Данная функция позволяет оперативно произвести анализ аварийных событий без затрат времени для выезда на объект.

Шкаф комплекса РАС размещается в ОПУ. Питание комплекса РАС осуществляется от щита постоянного тока (ЩПТ). Исполнение шкафа – для архитектуры II типа цифровой подстанции

Перечень сигналов, регистрируемых системой РАС, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Перечень основных сигналов, регистрируемых системой РАС

Источник аналогового сигнала	Обозначение	Кол-во каналов
ВЛ W1G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
ВЛ W1G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
Q1W1G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4

Источник аналогового сигнала	Обозначение	Кол-во каналов
Q2W1G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
Q1W2G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
Q2W2G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
T1G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
T1-N	In	1
T2G	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
T2-N	In	1
QT1K	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
QT2K	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
QCK	Ia, Ib, Ic, 3Io	4
TV1G	Ua, Ub, Uc, 3Uo	4
TV2G	Ua, Ub, Uc, 3Uo	4
TV1K	Ua, Ub, Uc, 3Uo	4
TV2K	Ua, Ub, Uc, 3Uo	4
ВЧ ПП №1 W1G	Iум, Iпрм	2
ВЧ ПП №2 W1G	Iум, Iпрм	2
ВЧ ПП №1 W2G	Iум, Iпрм	2
ВЧ ПП №2 W2G	Iум, Iпрм	2
ЩПТ секция 1	±U, +U, -U	3
ЩПТ секция 2	±U, +U, -U	3
Всего:		76

Примечание: Перечень сигналов РАС уточняется на стадии разработки рабочей документации.

6 Ведомость основного оборудования

Ведомость основного оборудования РЗА, устанавливаемого на подстанции 110 кВ Ермолино в рамках настоящего раздела согласно Задания на проектирование по титулу «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино», приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Ведомость основного оборудования

Наименование	Функции	Ед. изм.	Кол.	Кол. ИЭУ в шкафу
Устройства РЗА, поставляемые в шкафном исполнении				
Шкаф основной защиты ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино, комплект №1 (ШЭ2607 082; 2-я архитектура ЦПС, ООО «НПП Экра»)	ДФЗ, ТЗО, БНН	шт.	1	1
	ПП ВЧ с передачей команд			1
Шкаф основной защиты ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино, комплект №2 (ШЭ2607 082; 2-я архитектура ЦПС, ООО «НПП Экра»)	ДФЗ, ТЗО, БНН	шт.	1	1
	ПП ВЧ с передачей команд			1
Шкаф основной защиты ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино, комплект №1 (ШЭ2607 082; 2-я архитектура ЦПС, ООО «НПП Экра»)	ДФЗ, ТЗО, БНН	шт.	1	1
	ПП ВЧ с передачей команд			1
Шкаф основной защиты ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино, комплект №2 (ШЭ2607 082; 2-я архитектура ЦПС, ООО «НПП Экра»)	ДФЗ, ТЗО, БНН	шт.	1	1
	ПП ВЧ с передачей команд			1

Наименование	Функции	Ед. изм.	Кол.	Кол. ИЭУ в шкафу
Шкаф резервной защиты ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино, ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино (ШЭЗЛ 2402402; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗ, ТЗНП, МТО, АМТЗ, ТЗО, БК, БНН	шт.	1	2
Шкаф защиты ошиновки 110 кВ (ШЭЗШ 21111; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗО	шт.	1	2
Шкаф основной, резервной защиты и АРНТ трансформатора Т-1 (ШЭЗТ 2113141; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗТ, ГЗ Т, ТЗ Т, ГЗ РПН, МТЗ ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/U НН, ЗП, ЗПО, АРНТ	шт.	1	3
Шкаф основной, резервной защиты и АРНТ трансформатора Т-2 (ШЭЗТ 2113141; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗТ, ГЗ Т, ТЗ Т, ГЗ РПН, МТЗ ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/U НН, ЗП, ЗПО, АРНТ	шт.	1	3
Шкаф защиты ошиновки 10 кВ (ШЭЗШ 11111; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗО	шт.	1	2
Шкаф автоматики управления выключателями 110 кВ (Q11G, Q14G) (ШЭЗВ 23131; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	АУВ, АПВ, УРОВ	шт.	1	2
Шкаф автоматики управления выключателями 110 кВ (Q12G, Q13G) (ШЭЗВ 23131; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	АУВ, АПВ, УРОВ	шт.	1	2

Наименование	Функции	Ед. изм.	Кол.	Кол. ИЭУ в шкафу
Шкаф организации цепей ТН 110 кВ (ШЭТН 1111; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	КЦН	шт.	1	-
Шкаф РАС (TOPAZ РАС; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	РАС	шт.	1	-
Оборудование системы РАС TOPAZ устанавливаемое в шкафы РЗА:				
Устройство сопряжения с шиной процесса TOPAZ MU-2Tx-2R-4U-4IPC-HV (IPC5A)	-	шт.	3	-
Устройство сопряжения с шиной процесса TOPAZ MU-2Tx-2R-4U-4IPC-HV (IPC1A)	-	шт.	3	-
Устройство сопряжения с шиной процесса TOPAZ MU-2Tx-2R-4IPC-HV (IPC1A)	-	шт.	7	-
Устройство сопряжения с шиной процесса TOPAZ MU-2Tx-2R-16DI-8Udc-HV	-	шт.	1	-
Модуль аналогового ввода TOPAZ TM AIN8-Pr	-	шт.	1	-
Блок испытательный ЭПББ 8+1	-	шт.	10	-
Рабочая крышка ЭПРК 8+1	-	шт.	10	-
Блок испытательный ЭПББ 6+1	-	шт.	4	-
Рабочая крышка ЭПРК 6+1	-	шт.	4	-
Блок испытательный ЭПББ 3+1	-	шт.	2	-
Рабочая крышка ЭПРК 3+1	-	шт.	2	-
Устройства РЗА, поставляемые в составе ячеек КРУ 10 кВ				
Терминал защиты и автоматики ввода (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	2	-

Наименование	Функции	Ед. изм.	Кол.	Кол. ИЭУ в шкафу
Терминал защиты и автоматики секционного выключателя (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, АВР, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	1	-
Терминал защиты и автоматики отходящей линии (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, АПВ, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	12	-
Терминал защиты и автоматики ТСН (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	2	-
Терминал защиты и автоматики трансформатора напряжения (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	КИ, ЗМН, ОБР, ТИ	шт.	2	-
Блок дуговой защиты («Лайм», ООО НПП «Микропроцессорные технологии»)	ЗДЗ	шт.	18	-
Уличные шкафы				
ШПДС 0-3-0-ПЛСТ (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	-	шт.	2	-
ШПДС 1-6-0-ПЛСТ (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	-	шт.	4	-
ШПДС 0-3-3-ПЛСТ (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	-	шт.	2	-
ШПДС МО 1-00-ПЛСТ (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	-	шт.	2	-
Шкаф зажимов ТТ 110 кВ	-	шт.	6	-
Шкаф зажимов ТТ 10 кВ	-	шт.	2	-
Шкаф зажимов ТН 110 кВ	-	шт.	2	-
ЗИП				

Наименование	Функции	Ед. изм.	Кол.	Кол. ИЭУ в шкафу
Терминал основной защиты линии 110 кВ (БЭ2704; 2-я архитектура ЦПС, ООО «НПП Экра»)	ДФЗ, БНН	шт.	1	-
Терминал резервной защиты линии 110 кВ (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗ, ТЗНП, МТО, АМТЗ, БК, БНН	шт.	1	-
Терминал защиты автоматики и управления выключателем 110 кВ (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	АУВ, АПВ, УРОВ	шт.	1	-
Терминал защиты ошиновки (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗО	шт.	1	-
Терминал основной защиты трансформатора (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	ДЗТ, ГЗ Т, ТЗ Т, ГЗ РПН, ЗПО	шт.	1	-
Терминал резервной защиты трансформатора (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ ВН, ГЗ Т, ТЗ Т, ГЗ РПН, ТЗНП, ЗП, ЗПО	шт.	1	-
Терминал автоматического регулирования напряжения трансформатора (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	АРНТ	шт.	1	-
Терминал защиты и автоматики ввода (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	1	-
Терминал защиты и автоматики секционного выключателя (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, АВР, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	1	-

Наименование	Функции	Ед. изм.	Кол.	Кол. ИЭУ в шкафу
Терминал защиты и автоматики отходящей линии (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, АПВ, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	1	-
Терминал защиты и автоматики ТСН (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, УРОВ, ОБР, ТИ	шт.	1	-
Терминал защиты и автоматики трансформатора напряжения (TOPAZ DRP; 2-я архитектура ЦПС, ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)	КИ, ЗМН, ОБР, ТИ	шт.	1	-
Блок дуговой защиты («Лайм», ООО НПП «Микропроцессорные технологии»)	ЗДЗ	шт.	1	-
Кабельная продукция и материалы				
Наименование	Рекомендуемый тип	Ед. изм.	Кол.	
Кабель контрольный S=1,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS	м	1500	
Кабель контрольный S=2,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS	м	5000	
Кабель оптический	Duplex LC-LC	м	1500	
Кабель витая пара 4х2х0,5	FTP Cat. 5e	м	500	

Длины контрольных кабелей взяты ориентировочно и более точно определяются на этапе выполнения рабочей документации.

Ведомость оборудования, устанавливаемого на ПС 110 кВ Икша I приведена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Ведомость основного оборудования

Наименование	Рекомендуемый тип	Ед. изм.	Кол.
Основное оборудование			
ВЧ приемопередатчик с передачей команд	-	шт.	2

7 Расчет нагрузок вторичных обмоток трансформаторов тока

7.1 Проверка пригодности трансформаторов тока для релейной защиты

Для правильной работы устройств релейной защиты и определения пригодности трансформаторов тока необходимо выполнить выбор сечений кабелей токовых цепей и расчетную проверку трансформаторов тока.

В соответствии с ПУЭ, трансформаторы тока (ТТ), предназначенные для работы с устройствами РЗ, должны удовлетворять следующим требованиям и обеспечивать:

- точную работу измерительных органов защиты в конкретных расчетных условиях работы, для чего полная погрешность трансформаторов тока не должна превышать 10% при расчетном токе КЗ;
- надежную работу измерительных органов защиты при максимальном токе КЗ, когда могут быть повышенные погрешности трансформаторов тока и искажение формы кривой вторичного тока;
- отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях трансформатора тока при максимальном токе КЗ.

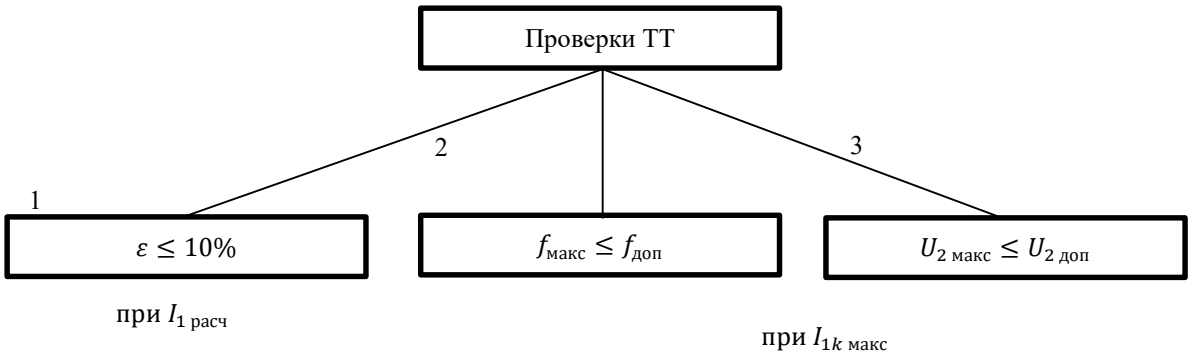


Рисунок 7.1 – Необходимые виды расчетных проверок ТТ, используемых для РЗА

Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной полной погрешности по кривым предельной кратности (КПК) позволяет по значению предельной кратности k_{10} для конкретного расчетного тока определить допустимое значение нагрузки.

Расчетная проверка по второму условию $f_{макс} < f_{доп}$ при максимальном значении тока КЗ связана со сравнением максимальной токовой погрешности трансформатора тока с допустимым значением, обеспечивающим надежное функционирование реле. Максимальная токовая погрешность определяется по зависимости A = ψ (f) (рис.7.2), где коэффициент A является отношением максимальной кратности тока КЗ к допустимой, соответствующей 10%

погрешности ТТ при соответствующей расчетной нагрузке его обмотки.

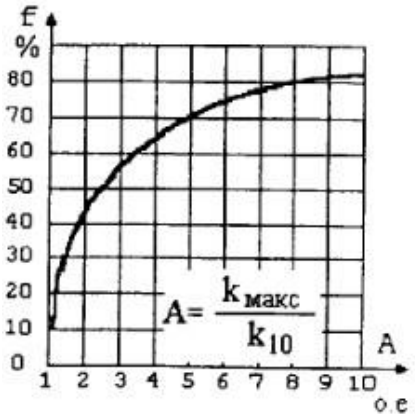


Рис. 7.2 - Зависимость коэффициента А от токовой погрешности ТТ

Проверка ТТ по условию $U_{2доп} > U_{2мак}$с позволяет проверить расчетный уровень перенапряжения на выводах вторичной обмотки в зависимости от расчетной нагрузки на обмотку.

Рассмотрены наихудшие случаи (удаленность защиты от присоединения, мощность

обмотки, предельная кратность номинального тока ТТ, потребление защиты). Остальные случаи не приводятся, так как расчеты аналогичны, а условия более благоприятные.

Все кабели, используемые для РЗА, измерений и учета применяются с медными жилами марки КВВГЭнг(А)-LS. По условию механической прочности, согласно ПУЭ (п.3.4.4.1) жилы контрольных кабелей для токовых цепей должны иметь сечение не менее 2,5 мм^2 для меди.

Переходное сопротивление контактов $Z_{ПЕР}$ принимается равным 0,1 Ом. Величины токов КЗ для расчета ТТ приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Величины токов КЗ для расчета ТТ

Место КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$, **кА**	$I_{КЗ}^{(1)}$, **кА**
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Ермолино	21,58	19,73
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Ермолино	21,58	19,73
1 сек 10 кВ ПС 110 кВ Ермолино (РПН в крайнем положении «-9х1,78%»)	19,12	1
2 сек 10 кВ ПС 110 кВ Ермолино (РПН в крайнем положении «-9х1,78%»)	19,12	1
1 сек 10 кВ ПС 110 кВ Ермолино (с ТОР 0,25 Ом)	11,19	1
2 сек 10 кВ ПС 110 кВ Ермолино (с ТОР 0,25 Ом)	11,19	1

7.2 Проверка ТТ по условию 10% погрешности

Максимальная расчетная кратность тока определяется формулой:

– для междуфазных КЗ: $K^{(3)}_{расч.макс} = \frac{I^{(3)}_{расч.макс}}{I_{1\ ном.ТТ}}$

– для однофазных КЗ: $K^{(1)}_{расч.макс} = \frac{I^{(1)}_{расч.макс}}{I_{1ном.ТТ}}$

где $I^{(3)}_{расч.макс.}$ – расчетный максимальный ток внешнего междуфазного КЗ, кА;

$I^{(1)}_{расч.макс.}$ – расчетный максимальный ток внешнего однофазного КЗ, кА;

$I_{1ном.ТТ}$ - номинальный первичный ток ТТ, А.

Для продольных дифференциальных защит (автотрансформаторов, шин) $I_{расч.макс}$ принимается равным наибольшему значению при внешнем (сквозном) К.З.

Предельная допустимая кратность тока КЗ при фактической расчетной нагрузке, $Z_{нагр.факт.расч}$ равна:

$$K_{10\ доп} = \frac{0{,}2 \cdot Z_{ном} + Z_{ном}}{0{,}2 \cdot Z_{ном} + Z_{нагр.факт.расч}} \cdot K_{ном},$$

где $Z_{ном}$ – номинальное сопротивление вторичной обмотки ТТ в соответствии с данными производителя;

$K_{ном}$ – номинальное значение предельной кратности ТТ.

Номинальное значение предельной кратности ТТ выбирается из условия:

– для междуфазных КЗ: $K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I^{(3)}_{расч.макс}}{I_{1ном}}$

– для однофазных КЗ: $K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I^{(1)}_{расч.макс}}{I_{1ном}}$

где $\omega = 314$;

$T_a = 0{,}05$;

$t_{РЗ}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА;

kr - коэффициент остаточной намагниченности; для ТТ класса точности 5P, 10P равен 0,86; для ТТ класса точности 5PR, 10PR в соответствии с ГОСТ Р 70507.2 принимается равным 0,1

$I^{(3)}_{расч.макс.}$ – расчетный максимальный ток внешнего междуфазного КЗ, кА.

$I^{(1)}_{расч.макс}$. – расчетный максимальный ток внешнего однофазного КЗ, кА.

$I_{1ном.ТТ}$ - номинальный первичный ток ТТ, А

Значение номинальной предельной кратности ТТ необходимо выбирать из возможных значений указанного параметра ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2

Полная погрешность ТТ не превышает допустимое значение 10 %, если $K_{10\ доп} > K_{РАСЧ.МАКС}$.

Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ (схема соединения ТТ и вторичной нагрузки - полная звезда):

- для однофазного КЗ - $Z^{(1)}_{нагр.факт.расч} = 2\frac{\rho \cdot L}{S} + Z_{пер} + Z_{ф}$;

- для междуфазного КЗ - $Z^{(3)}_{нагр.факт.расч} = \frac{\rho \cdot L}{S} + Z_{пер} + Z_{ф}$.

где $\rho = 0{,}0175$ удельное сопротивление меди равное, Ом ▪ мм^2 /м;

L - длина контрольного кабеля, м;

S – сечение провода, равное 2,5мм^2;

$Z_{пер}$ - переходное сопротивление контактов, принятое равным 0,1 Ом;

$Z_{ф} = n\frac{S_р}{I^2_{ном.2}}$ - сопротивление наиболее загруженной фазы, Ом;

Sр – сопротивление токового входа микропроцессорного терминала;

n – количество подключенных к ТТ терминалов.

Фактическая вторичная нагрузка на ТТ

- при междуфазном КЗ: $S^{(3)}_{нагр.расч} = Z^{(3)}_{нагр.факт.расч} \cdot I^2_{ном2}$, Ом.

- при однофазном КЗ: $S^{(1)}_{нагр.расч} = Z^{(1)}_{нагр.факт.расч} \cdot I^2_{ном2}$, Ом.

7.3 Проверка кернов ТТ цепей защиты на предельную токовую погрешность

Для расчетной проверки ТТ по условию $f_{макс} \leq f_{доп}$ при максимальном значении тока КЗ используются следующие формулы:

– коэффициент А для междуфазного КЗ: $A^{(3)} = \frac{K^{(3)}_{расч.макс}}{K^{(3)}_{10\ доп}}$

– коэффициент А для однофазного КЗ: $A^{(1)} = \frac{K^{(1)}_{расч.макс}}{K^{(1)}_{10\ доп}}$

Максимальная токовая погрешность для междуфазного и однофазного КЗ определяется по рис. 7.2.

Токовая погрешность ТТ не превышает допустимое значение 50%, если А не превышает значение 2,6.

7.4 Проверка по условию отсутствия опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ при максимальном токе КЗ

Для проверки ТТ по условию $U_{доп2} \geq U_{макс2}$ используются следующие формулы:

– напряжение на вторичной обмотке ТТ при междуфазном КЗ:

$$U_{макс2}^{(3)} = \frac{I_{кз\ макс}^{(3)} \cdot Z_{н.расч}^{(3)}}{k_{тт}}$$

– напряжение на вторичной обмотке ТТ при однофазном КЗ:

$$U_{макс2}^{(1)} = \frac{I_{кз\ макс}^{(1)} \cdot Z_{н.расч}^{(1)}}{k_{тт}}$$

Значение $U_{доп2}$ равно испытательному напряжению 1000 В, которое должно прикладываться к вторичным цепям защиты в течении 1 минуты при частоте 50 Гц.

Результаты расчета и проверки ТТ при трехфазных КЗ сведены в таблицу 7.2. Результаты расчета и проверки ТТ при однофазных КЗ сведены в таблицу 7.3.

Таблица 7.2 - Расчет и проверка ТТ при трехфазных КЗ

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}=\rho\cdot L/S$ (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{К3.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, $K_{10}=I_{К3.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Aмакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Aдоп>Aмакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IK3.макс/KTT)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
ОРУ 110 кВ ПС Ермолино																									
Q11G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	120	2,5	0,84	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,44	Да	50	30	30	241,94	0,11	Да	1000	38,84	Да
Q11G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	120	2,5	0,84	1	0,1	21580	26,98	30	30	1,94	Да	50	30	30	226,70	0,12	Да	1000	52,33	Да
Q11G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	120	2,5	0,84	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,44	Да	50	30	30	241,94	0,11	Да	1000	38,84	Да
Q11G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	120	2,5	0,84	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,44	Да	50	30	30	241,94	0,11	Да	1000	38,84	Да
Q12G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	125	2,5	0,88	1	0,1	21580	26,98	30	30	1,98	Да	50	30	30	225,71	0,12	Да	1000	53,28	Да
Q12G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	125	2,5	0,88	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,48	Да	50	30	30	240,80	0,11	Да	1000	39,79	Да
Q12G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	0,88	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,48	Да	50	30	30	240,80	0,11	Да	1000	39,79	Да
Q12G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	0,88	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,48	Да	50	30	30	240,80	0,11	Да	1000	39,79	Да
Q13G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	125	2,5	0,88	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,48	Да	50	30	30	240,80	0,11	Да	1000	39,79	Да

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}$ =ρ·L/S (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, K_{10}= $I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Aмакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Aдоп>Aмакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IКЗ.макс/KТТ)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
Q13G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	125	2,5	0,88	1	0,1	21580	26,98	30	30	1,98	Да	50	30	30	225,71	0,12	Да	1000	53,28	Да
Q13G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	0,88	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,48	Да	50	30	30	240,80	0,11	Да	1000	39,79	Да
Q13G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	0,88	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,48	Да	50	30	30	240,80	0,11	Да	1000	39,79	Да
Q14G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	145	2,5	1,02	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,62	Да	50	30	30	236,38	0,11	Да	1000	43,56	Да
Q14G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	145	2,5	1,02	1	0,1	21580	26,98	30	30	2,12	Да	50	30	30	221,81	0,12	Да	1000	57,05	Да
Q14G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	145	2,5	1,02	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,62	Да	50	30	30	236,38	0,11	Да	1000	43,56	Да
Q14G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	145	2,5	1,02	0,5	0,1	21580	26,98	30	30	1,62	Да	50	30	30	236,38	0,11	Да	1000	43,56	Да
T1G-TA3	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗТ, МТЗ ВН, ЗП ВН, РТПО	0,5	85	2,5	0,60	0,5	0,1	21580	35,97	30	30	1,20	Да	30	30	30	150,10	0,24	Да	1000	42,98	Да
T1G-TA4	600/1 10PR 30BA	600	1	МТЗ/U ВН, ЗП ВН	0,5	85	2,5	0,60	0,5	0,1	21580	35,97	30	30	1,20	Да	30	30	30	150,10	0,24	Да	1000	42,98	Да
T1G-TA5	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗО+РАС	1	85	2,5	0,60	1	0,1	21580	35,97	30	30	1,70	Да	30	30	30	140,35	0,26	Да	1000	60,96	Да

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}$ =ρ·L/S (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, K_{10}= $I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Aмакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Aдоп>Aмакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IКЗ.макс/KТТ)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
T2G-TA3	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗТ, МТЗ ВН, ЗП ВН, РТПО	0,5	75	2,5	0,53	0,5	0,1	21580	35,97	30	30	1,13	Да	30	30	30	151,58	0,24	Да	1000	40,46	Да
T2G-TA4	600/1 10PR 30BA	600	1	МТЗ/U ВН, ЗП ВН	0,5	75	2,5	0,53	0,5	0,1	21580	35,97	30	30	1,13	Да	30	30	30	151,58	0,24	Да	1000	40,46	Да
T2G-TA5	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗО+РАС	1	75	2,5	0,53	1	0,1	21580	35,97	30	30	1,63	Да	30	30	30	141,64	0,25	Да	1000	58,45	Да
T1K-TA1	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗО НН	0,5	40	2,5	0,28	0,5	0,1	19120	6,37	30	30	0,88	Да	20	20	20	98,36	0,06	Да	1000	5,61	Да
T1K-TA2	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗТ, МТЗ/U НН, ЗП НН	0,5	40	2,5	0,28	0,5	0,1	19120	6,37	30	30	0,88	Да	20	20	20	98,36	0,06	Да	1000	5,61	Да
T2K-TA1	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗО НН	0,5	30	2,5	0,21	0,5	0,1	19120	6,37	30	30	0,81	Да	20	20	20	99,79	0,06	Да	1000	5,16	Да
T2K-TA2	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗТ, МТЗ/U НН, ЗП НН	0,5	30	2,5	0,21	0,5	0,1	19120	6,37	30	30	0,81	Да	20	20	20	99,79	0,06	Да	1000	5,16	Да
КРУ 10 кВ ПС Ермолино																									
Яч.№102 Т-1 ТА3	2500/5 10PR 30BA	2500	5	ДЗО НН	0,5	30	2,5	0,21	0,02	0,1	11190	4,48	20	0,8	0,33	Да	20	20	0,8	39,18	0,11	Да	1000	7,39	Да
Яч.№102 Т-1 ТА4	2500/5 10P 30BA	2500	5	МТЗ/U, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	4,48	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,07	Да	1000	3,47	Да

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}=\rho\cdot L/S$ (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, $K_{10}=I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Амакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Адоп>Амакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IКЗ.макс/KТТ)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
Яч.№103 ф.103 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МФТО, МТЗ, ЗП, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да
Яч.№104 ф.104 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МФТО, МТЗ, ЗП, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да
Яч.№105 СВ ТА4	800/5 10Р 30ВА	800	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	13,99	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,23	Да	1000	10,84	Да
Яч.№106 Резистор РН-1 ТА3	100/5 10Р 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	111,90	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	1,84	Да	1000	86,72	Да
Яч.№107 ТСН-1 ТА3	100/5 10Р 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	111,90	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	1,84	Да	1000	86,72	Да
Яч.№108 ф.108 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да
Яч.№109 ф.109 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да
Яч.№201 ф.201 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}$ =ρ·L/S (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, K_{10}= $I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Амакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Адоп>Амакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IКЗ.макс/KТТ)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
Яч.№202 ф.202 ТА3	600/5 10P 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да
Яч.№203 ТСН-2 ТА3	100/5 10P 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	111,90	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	1,84	Да	1000	86,72	Да
Яч.№204 Резистор РН-2 ТА3	100/5 10P 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	111,90	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	1,84	Да	1000	86,72	Да
Яч.№206 ф.206 ТА3	600/5 10P 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да
Яч.№207 ф.207 ТА3	600/5 10P 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	18,65	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,31	Да	1000	14,45	Да
Яч.№208 Т-2 ТА3	2500/5 10PR 30ВА	2500	5	ДЗО НН	0,5	30	2,5	0,21	0,02	0,1	11190	4,48	20	0,8	0,33	Да	20	20	0,8	39,18	0,11	Да	1000	7,39	Да
Яч.№208 Т-2 ТА4	2500/5 10P 30ВА	2500	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,04	0,02	0,1	11190	4,48	20	0,8	0,16	Да	20	20	0,8	60,95	0,07	Да	1000	3,47	Да

Таблица 7.3 - Расчет и проверка ТТ при однофазных КЗ

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}=\rho\cdot L/S$ (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{К3.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, $K_{10}=I_{К3.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Aмакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Aдоп>Aмакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IK3.макс/KTT)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
ОРУ 110 кВ ПС Ермолино																									
Q11G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	120	2,5	1,68	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,28	Да	50	30	30	217,39	0,11	Да	1000	56,23	Да
Q11G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	120	2,5	1,68	1	0,1	19730	24,66	30	30	2,78	Да	50	30	30	205,01	0,12	Да	1000	68,56	Да
Q11G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	120	2,5	1,68	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,28	Да	50	30	30	217,39	0,11	Да	1000	56,23	Да
Q11G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	120	2,5	1,68	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,28	Да	50	30	30	217,39	0,11	Да	1000	56,23	Да
Q12G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	125	2,5	1,75	1	0,1	19730	24,66	30	30	2,85	Да	50	30	30	203,39	0,12	Да	1000	70,29	Да
Q12G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	125	2,5	1,75	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,35	Да	50	30	30	215,57	0,11	Да	1000	57,96	Да
Q12G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	1,75	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,35	Да	50	30	30	215,57	0,11	Да	1000	57,96	Да
Q12G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	1,75	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,35	Да	50	30	30	215,57	0,11	Да	1000	57,96	Да
Q13G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	125	2,5	1,75	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,35	Да	50	30	30	215,57	0,11	Да	1000	57,96	Да

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}=\rho\cdot L/S$ (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, $K_{10}=I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Амакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Адоп>Амакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IКЗ.макс/KТТ)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
Q13G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	125	2,5	1,75	1	0,1	19730	24,66	30	30	2,85	Да	50	30	30	203,39	0,12	Да	1000	70,29	Да
Q13G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	1,75	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,35	Да	50	30	30	215,57	0,11	Да	1000	57,96	Да
Q13G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	125	2,5	1,75	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,35	Да	50	30	30	215,57	0,11	Да	1000	57,96	Да
Q14G-TA2	800/1 10PR 30BA	800	1	ДЗО	0,5	145	2,5	2,03	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,63	Да	50	30	30	208,57	0,12	Да	1000	64,86	Да
Q14G-TA3	800/1 10PR 30BA	800	1	РАС+ УРОВ	1	145	2,5	2,03	1	0,1	19730	24,66	30	30	3,13	Да	50	30	30	197,15	0,13	Да	1000	77,19	Да
Q14G-TA4	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	145	2,5	2,03	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,63	Да	50	30	30	208,57	0,12	Да	1000	64,86	Да
Q14G-TA5	800/1 10PR 30BA	800	1	ДФЗ, СЗ	0,5	145	2,5	2,03	0,5	0,1	19730	24,66	30	30	2,63	Да	50	30	30	208,57	0,12	Да	1000	64,86	Да
T1G-TA3	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗТ, МТЗ ВН, ЗП ВН, РТПО	0,5	85	2,5	1,19	0,5	0,1	19730	32,88	30	30	1,79	Да	30	30	30	138,64	0,24	Да	1000	58,86	Да
T1G-TA4	600/1 10PR 30BA	600	1	МТЗ/U ВН, ЗП ВН	0,5	85	2,5	1,19	0,5	0,1	19730	32,88	30	30	1,79	Да	30	30	30	138,64	0,24	Да	1000	58,86	Да
T1G-TA5	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗО+РАС	1	85	2,5	1,19	1	0,1	19730	32,88	30	30	2,29	Да	30	30	30	130,28	0,25	Да	1000	75,30	Да

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}$ =ρ·L/S (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, K_{10}= $I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Амакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Aдоп>Aмакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IK3.макс/KTT)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
T2G-TA3	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗТ, МТЗ ВН, ЗП ВН, РТПО	0,5	75	2,5	1,05	0,5	0,1	19730	32,88	30	30	1,65	Да	30	30	30	141,18	0,23	Да	1000	54,26	Да
T2G-TA4	600/1 10PR 30BA	600	1	МТЗ/U ВН, ЗП ВН	0,5	75	2,5	1,05	0,5	0,1	19730	32,88	30	30	1,65	Да	30	30	30	141,18	0,23	Да	1000	54,26	Да
T2G-TA5	600/1 10PR 30BA	600	1	ДЗО+РАС	1	75	2,5	1,05	1	0,1	19730	32,88	30	30	2,15	Да	30	30	30	132,52	0,25	Да	1000	70,70	Да
T1K-TA1	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗО НН	0,5	40	2,5	0,56	0,5	0,1	1000	0,33	20	20	1,16	Да	20	20	20	93,02	0,00	Да	1000	0,39	Да
T1K-TA2	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗТ, МТЗ/U НН, ЗП НН	0,5	40	2,5	0,56	0,5	0,1	1000	0,33	20	20	1,16	Да	20	20	20	93,02	0,00	Да	1000	0,39	Да
T2K-TA1	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗО НН	0,5	30	2,5	0,42	0,5	0,1	1000	0,33	20	20	1,02	Да	20	20	20	95,62	0,00	Да	1000	0,34	Да
T2K-TA2	3000/1 10PR 30BA	3000	1	ДЗТ, МТЗ/U НН, ЗП НН	0,5	30	2,5	0,42	0,5	0,1	1000	0,33	20	20	1,02	Да	20	20	20	95,62	0,00	Да	1000	0,34	Да
КРУ 10 кВ ПС Ермолино																									
Яч.№102 Т-1 ТА3	2500/5 10PR 30BA	2500	5	ДЗО НН	0,5	30	2,5	0,42	0,02	0,1	1000	0,40	20	0,8	0,54	Да	20	20	0,8	27,43	0,01	Да	1000	1,08	Да
Яч.№102 Т-1 ТА4	2500/5 10P 30BA	2500	5	МТЗ/U, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	0,40	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,01	Да	1000	0,38	Да

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}=\rho\cdot L/S$ (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, $K_{10}=I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Амакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Адоп>Амакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IКЗ.макс/KТТ)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
Яч.№103 ф.103 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МФТО, МТЗ, ЗП, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да
Яч.№104 ф.104 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МФТО, МТЗ, ЗП, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да
Яч.№105 СВ ТА4	800/5 10Р 30ВА	800	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,25	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,02	Да	1000	1,19	Да
Яч.№106 Резистор РН-1 ТА3	100/5 10Р 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	10,00	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,18	Да	1000	9,50	Да
Яч.№107 ТСН-1 ТА3	100/5 10Р 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	10,00	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,18	Да	1000	9,50	Да
Яч.№108 ф.108 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да
Яч.№109 ф.109 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да
Яч.№201 ф.201 ТА3	600/5 10Р 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ТТ	Обмотка ТТ				Условие ε ≤ 10% при $I_{1расч}$												Условие fмакс ≤ fдоп при $I_{1К.\ макс}$						Uмакс ≤ Uдоп при $I_{1К\ макс}$		
	Принятый рабочий Kтт, вторичная нагрузка, класс точности	Первичный ток, I1ном(А)	Вторичный ток, I2ном(А)	Тип защит, подключенных к обмотке ТТ	Потребляемая мощность устройства РЗА, Sнагр. (ВА)	Длина, L (м)	Сечение, S (мм²)	Сопротивление провода, $R_{пр.}$ =ρ·L/S (Ом)	Сопротивление подключенных устройств (на фазу) Zнагр. = Sнагр. / I²(Ом)	Переходное сопротивление контактов в токовых цепях Rпер. (Ом)	Расчетный наибольший ток $I_{КЗ.макс}$ (А)	Фактическая предельная кратность тока при наибольшем токе КЗ, K_{10}= $I_{КЗ.макс}/I_{1ном}$	Допустимая мощность Sн.доп вторичной нагрузки K10=f(Sн.доп), ВА	Допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки, Zн.доп=Sн.доп/I2 (Ом)	Zн.расч= Rпр+ Zнагр+Rпер(Ом)	Если Zн.доп ≥ Zн.расч, то ε ≤ 10%	Номинальная (принятая) предельная кратность K10ном	Номинальная (принятая) мощность вторичной нагрузки Sном, ВА	Номинальное сопротивление вторичной нагрузки, Ом	Расчетная номинальная предельная кратность тока при расчётной нагрузке, K10доп=Kном·(0,2·Zном+Zном)/(0,2·Zном+Zн.расч)	Максимальное значение коэффициента «А» при наибольшем токе КЗ, Амакс= Kмакс/K10доп (Kмакс=K10)	Проверка условия Адоп>Амакс(да/нет)	Допустимое значение напряжения на зажимах ТТ, Uдоп. (В)	Напряжение во вторичной цепи ТТ при наибольшем токе КЗ, U2=(IКЗ.макс/KТТ)·Zн.расч. (В)	Проверка условия U2расч≤U2доп
Яч.№202 ф.202 ТА3	600/5 10P 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да
Яч.№203 ТСН-2 ТА3	100/5 10P 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	10,00	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,18	Да	1000	9,50	Да
Яч.№204 Резистор РН-2 ТА3	100/5 10P 30ВА	100	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	10,00	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,18	Да	1000	9,50	Да
Яч.№206 ф.206 ТА3	600/5 10P 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да
Яч.№207 ф.207 ТА3	600/5 10P 30ВА	600	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	1,67	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,03	Да	1000	1,58	Да
Яч.№208 Т-2 ТА3	2500/5 10PR 30ВА	2500	5	ДЗО НН	0,5	30	2,5	0,42	0,02	0,1	1000	0,40	20	0,8	0,54	Да	20	20	0,8	27,43	0,01	Да	1000	1,08	Да
Яч.№208 Т-2 ТА4	2500/5 10P 30ВА	2500	5	МТЗ, ТК ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ	0,5	5	2,5	0,07	0,02	0,1	1000	0,40	20	0,8	0,19	Да	20	20	0,8	54,86	0,01	Да	1000	0,38	Да

7.5 Расчет времени до насыщения трансформаторов тока

В данном разделе приводится расчет времени до насыщения (Тнас) для вновь устанавливаемых трансформаторов тока на ПС 110 кВ Ермолино, необходимый для проверки правильности функционирования вновь устанавливаемых защит в переходных режимах при коротких замыкания.

Критерием обеспечения корректной работы устройств РЗА в переходных режимах короткого замыкания является выполнение условия Тнас>Трз, где

$T_{НАС}$ – время до насыщения трансформатора тока;

Трз – минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА.

Параметры минимального времени насыщения устройств РЗА в расчете приняты для терминалов.

Производитель	**Тип защиты**	**Минимальное время до насыщения ТТ (Трз)**
ООО НПП«ЭКРА»	ДЗЛ	≥ 10 мс
	ДФЗ	≥ 10 мс
	КСЗ	≥ 10 мс
	ДЗШ(ДЗО)	≥ 5 мс
	ДЗТ	≥ 5 мс
ООО «ПиЭлСи Технолоджи» (ТОПАЗ)	ДЗЛ	≥ 5 мс
	ДЗШ(ДЗО)	≥ 5 мс
	ДЗТ	≥ 5 мс

Общие положения:

1) Технические характеристики устанавливаемых ТТ определяются с учетом требований изготовителей устройств РЗА и в соответствии с требованиями ГОСТ Р 71403-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в

переходных режимах»;

2) Расчет Тнас проводится в соответствии с ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением» и ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях;

3) Расчет Тнас проводится как для трехфазных, так и для однофазных КЗ;

4) Расчет времени насыщения проводится для двух случаев:

- без учета остаточной индукции в сердечниках ТТ;

- с учетом остаточной индукции.

Методика расчета Тнас

Расчет без учета остаточной магнитной индукции.

При отсутствии в сердечниках ТТ остаточной магнитной индукции время до насыщения ТТ рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \cdot ln \frac{\omega \cdot T_{\text{р.экв}}}{\omega \cdot T_{\text{р.экв}} - A + 1}.$$

Расчет по данной формуле допустим при соблюдении условий:

$$\omega \cdot T_{\text{р.экв}} + 1 > A,$$

$$A > 1,$$

Невыполнение первого условия означает, что насыщение магнитопровода отсутствует, и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

Невыполнение второго условия означает, что эксплуатация ТТ в таких условиях недопустима, т. к. ток предельной кратности меньше действующего значения тока КЗ.

При наличии в сердечниках ТТ остаточной магнитной индукции время до насыщения ТТ необходимо рассчитывать по формуле

$$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \cdot ln \frac{\omega \cdot T_{\text{р.экв}}}{\omega \cdot T_{\text{р.экв}} - A \cdot (1 - K_r) + 1}.$$

Расчет по данной формуле допустим при соблюдении условий:

$$\omega \cdot T_{\text{р.экв}} + 1 > A \cdot (1 - K_r),$$

$A \cdot (1 - K_r) > 1$.

Невыполнение первого условия означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

В случае, если второе условие не выполняется, значение tнас, вычисленное по вышеприведенной формуле, принимает отрицательное значение, и для определения времени до насыщения ТТ следует использовать графический метод по паспортным данным.

При приближенных расчетах эквивалентную постоянную времени $T_{\text{р.экв}}$ допускается рассчитывать по формуле

$$T_{\text{р.экв}} = \frac{1}{I_{\text{КЗ}\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^{n} I_{\text{КЗ}i} \cdot T_{\text{р.}i} \right),$$

где $I_{\text{КЗ}\Sigma}$ – действующее значение суммарного тока КЗ;

$I_{\text{КЗ}i}$ – действующее значение тока КЗ в i-ой ветви;

$T_{\text{р.}i}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока в каждой из i -ой ветви, питающей место КЗ.

Постоянную времени затухания апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ, $T_{\text{р.}i}$ необходимо определять с использованием расчетной формулы:

Расчетная по формула:

$$T_{\text{р.}i} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i},$$

где X_i – эквивалентное индуктивное сопротивление i -ой ветви относительно точки КЗ;

R_i – эквивалентное активное сопротивление i -ой ветви относительно точки КЗ;

ω – угловая частота.

Параметр режима А необходимо вычислять по формуле

$$A = \frac{I_{1.\text{ном}} \cdot K_{\text{ном}} \cdot z_{2\Sigma\text{ном}}}{I_{\text{КЗ}} \cdot z_{2\Sigma}},$$

где $z_{2\Sigma\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

$z_{2\Sigma}$ – полное сопротивление ветви вторичного тока.

Номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ $z_{2\Sigma ном}$ необходимо рассчитывать по формуле

$$z_{2\Sigma ном} = \sqrt{(R_2 + z_{н.ном} \cdot \cos\varphi_{н.ном})^2 + (X_2 + z_{н.ном} \cdot \sin\varphi_{н.ном})^2},$$

где $\varphi_{н.ном}$ – номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ.

Полное сопротивление ветви вторичного тока $z_{2\Sigma}$ необходимо вычислять по формуле

$$z_{2\Sigma} = \sqrt{(R_2 + R_{н.факт})^2 + (X_2 + X_{н.факт})^2},$$

где $R_{н.факт}$ – фактическое активное сопротивление нагрузки ТТ,

$X_{н.факт}$ – фактическое индуктивное сопротивление нагрузки ТТ.

Определение времени до насыщения трансформаторов тока графическим методом по паспортным данным

При применении графического метода по паспортным данным время до насыщения ТТ необходимо определять графически в соответствии с универсальными характеристиками.

Для выбора универсальных характеристик необходимо рассчитать косинус угла сопротивления ветви вторичной нагрузки ТТ по формуле

$$\cos\alpha = \frac{R_2 + R_{н.факт}}{z_{2\Sigma}},$$

Для определения времени до насыщения ТТ без учета остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{п.р}$ необходимо отложить значения A и на универсальных характеристиках, соответствующих рассчитанному значению $T_{р.экв}$, необходимо определять соответствующие им значения $t_{нас}$:

$$K_{п.р}(t_{нас}) = A.$$

Для определения времени до насыщения ТТ с учетом остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{п.р}$ необходимо отложить значения $A\,(1 - K_r)$, и на универсальных характеристиках, соответствующих рассчитанному значению $T_{р.экв}$, следует определять

соответствующие им значения $t_{нас}$:

$$K_{п.р}(t_{нас}) = A(1 - K_r),$$

где K_r – коэффициент остаточной намагниченности, который необходимо принимать равным 0,86.

Примечание: в соответствии с рекомендациями ПНСТ 283-2018 значение остаточной намагниченности Kr следует принимать равным 0,65-0,71, а в особо ответственных случаях – до 0,86.

В целях уточнения расчетов времени до насыщения ТТ допускается выполнить расчет по сумме воздействий апериодических составляющих токов в отдельных ветвях (без использования $T_{р.экв}$) согласно следующему методу:

Необходимо построить временные диаграммы по формуле

$$K_{п.р.}(t) = \sum_{i=1}^{n} \frac{I_{кз.i}}{I_{кз\Sigma}} \left\{ \sin\alpha \cdot \cos\vartheta \cdot e^{-\frac{t}{T_{р.i}}} + \cos\alpha \cdot \cos\vartheta \cdot \omega \cdot T_{р.i} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{р.i}}}\right) \right\} - \sin(\omega \cdot t + \alpha + \vartheta) + \cos\alpha \cdot \sin\vartheta),$$

где $\frac{I_{кз.i}}{I_{кз\Sigma}}$ - доля тока в i-ой ветви по отношению к суммарному току КЗ $I_{кз\Sigma}$;

α – угол сопротивления ветви вторичного тока ТТ;

ϑ – начальная фаза периодической составляющей тока КЗ.

Для определения времени до насыщения ТТ без учета остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{п.р}$ необходимо отложить значения A, и на построенных характеристиках $K_{п.р.}(t)$ следует определять соответствующие им значения $t_{нас}$ по формуле .

Для определения времени до насыщения ТТ с учетом остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{п.р}$ необходимо отложить значения $A\,(1 - K_r)$, и на построенных характеристиках $K_{п.р.}(t)$ следует определять соответствующие им значения $t_{нас}$.

Расчет проводится для Кп.р.норм = 1 как для наихудшего случая. При необходимости расчет может быть уточнен на стадии разработки рабочей документации.

Расчет эквивалентной постоянной времени Тэкв. Составление расчетной схемы сети.

Для расчета Тэкв необходимо определить постоянные времени по каждому из присоединений рассматриваемого узла. Для этого нужно составить расчетную схему станции, в которую должны входить питающие линии и силовые (авто)трансформаторы станции. Все остальные элементы прилегающей сети заменяются эквивалентами относительно шин, к которым примыкают присоединения рассматриваемой подстанции (относительно шин

обратных концов).

Расчет Тэкв для трехфазных КЗ.

Эквивалентная постоянная времени для каждого присоединения рассчитывается по выражению:

$$T_{a(i)}^{(3)} = \frac{X_{1\Sigma}}{\omega \cdot R_{1\Sigma}} = \frac{X_{1(ПР)} + X_{1(ЭКВ)}}{\omega \cdot \left(R_{1(ПР)} + R_{1(ЭКВ)}\right)}$$

Где X1(пр) и R1(пр) - собственные индуктивное и активное сопротивление присоединения прямой последовательности

X1(экв) и R1(экв) - собственные индуктивное и активное сопротивление эквивалента для данного присоединения по прямой последовательности.

Расчет для ТТ ВЛ 110 кВ со стороны ПС 110 кВ Ермолино

Расчетный режим: внутреннее КЗ на ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино вблизи шин 110 кВ ПС 110 кВ Ермолино в нормальной схеме.

Результаты расчета Тэкв при трехфазных КЗ.

Наименование ветви	Тр(3), с	$I_{КЗ}(3)$, А	Для трехфазного КЗ			
			Z, Ом	φ, град	X, Ом	R, Ом
Т-1(2)	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино	0,008	8186	5,959	67,765	5,52	2,26
ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино	0,009	13400	4,381	70,448	4,13	1,47
Тэкв / Расчетный ток КЗ:	0,009	13400	-	-	-	-

Расчет Тэкв для однофазных КЗ.

Эквивалентная постоянная времени для каждого присоединения рассчитывается по выражению:

$$T_{a(i)}^{(1)} = \frac{X_{1\Sigma}^{(i)} + X_{2\Sigma}^{(i)} + X_{0\Sigma}^{(i)}}{\omega \cdot \left(R_{1\Sigma}^{(i)} + R_{2\Sigma}^{(i)} + R_{0\Sigma}^{(i)}\right)}$$

Где указанные сопротивления являются индуктивными и активными сопротивлениями ветви прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Результаты расчета Тэкв при однофазных КЗ.

Наименование ветви	Тр(1), с	$I_{КЗ}(1)$, А	Для однофазного КЗ							
			Z1, Ом	φ1, град	Z2, Ом	φ2, град	Z0, Ом	φ0, град	X, Ом	R, Ом
Т-1(2)	0,069	742	-	-	-	-	38,952	87,365	38,911	1,791
ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино	0,010	7554	5,959	67,765	5,965	67,778	10,176	77,676	20,980	6,683
ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино	0,010	11443	4,381	70,448	4,386	70,458	8,179	73,697	16,111	5,229
Тэкв / Расчетный ток КЗ:	0,013	12185	-	-	-	-	-	-	-	-

Принимаем в качестве расчетных:

Та = 0,009 с – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при расчетном КЗ;

Iкз = 13400 А – суммарный ток КЗ, протекающий через ТТ при расчетном КЗ.

Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной вторичной нагрузки трансформаторов тока.

Значение номинального вторичного тока ТТ I2ном принимаем равным 1 А в соответствии с требованиями п.7.2 ГОСТ Р 71403-2024

Фактическая нагрузка на ТТ:

L = 145 м – максимальная длина соединительных проводов;

ρ = 0,0175 Ом мм2/м – удельная электрическое сопротивление медного кабеля;

S = 2,5 мм2 – сечение соединительных проводов;

$$r_{каб.} = \frac{\rho \cdot L}{S_{расч.}} = \frac{0{,}0175 \cdot 145}{2{,}5} = 1{,}01 \text{ Ом}$$

Для схемы соединений группы ТТ «полная звезда» сопротивление нагрузки необходимо определять следующим образом:

- при трехфазном и двухфазном КЗ:

$z_{н.факт(3)} = r_{каб.} + z_{рф.} = 1{,}01 + 1{,}0 = 2{,}01$ Ом – для ТТ с Iвтор.ном= 1А

-при однофазном КЗ:

$z_{н.факт(1)} = 2r_{каб.} + z_{рф.} = 2{,}02 + 1{,}0 = 3{,}02$ Ом – для ТТ с Iвтор.ном= 1А

где $z_{рф.}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты для наиболее загруженной фазы. Принимается равным 0,5 Ом для одного терминала РЗА при Iвтор.ном= 1А.

z_ро – суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода. Принимается равным 0 Ом

Определение номинального первичного тока ТТ:

$$I_{1ном} \geq I_{доп} = 800 \text{ А}$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток по ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино, ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2 принимаем I1ном = 800 А.

Определение номинальной вторичной нагрузки ТТ:

$$Z_{2ном} \geq Z_{н.факт} = 3{,}02 \text{ Ом}$$

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2, принимаем с запасом Z_2ном = 30 Ом.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10Р

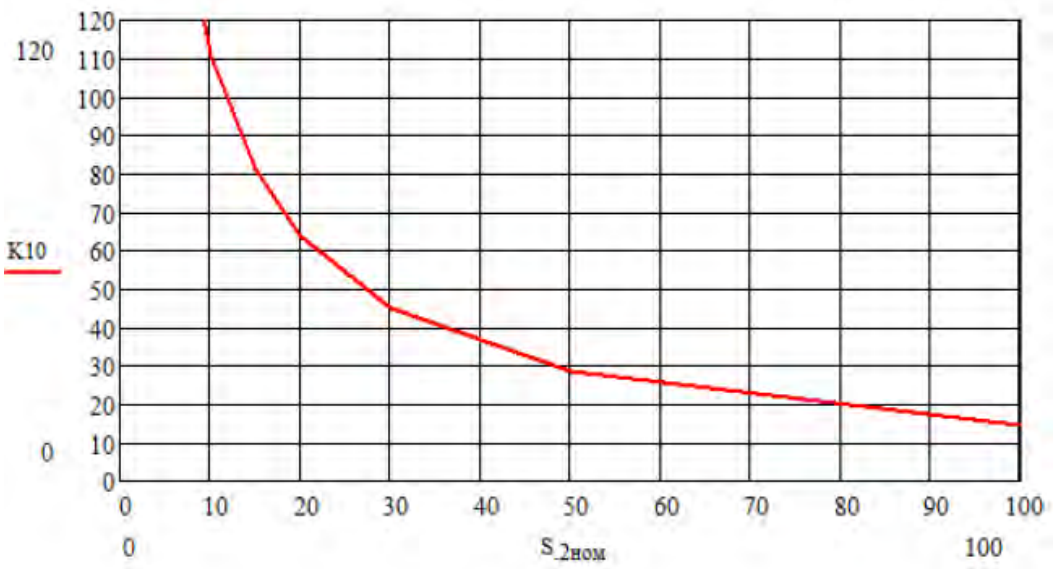
$$K_{ном} \geq \frac{314 \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - K_{ОСТ}} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}009 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}010}{0{,}009}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{13400}{800} = 345{,}44$$

Полученное значение Кном превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10PR

$$K_{ном} \geq \frac{314 \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - K_{ОСТ}} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}009 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}010}{0{,}009}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{13400}{800} = 53{,}9$$

В соответствии с данными производителей ТТ, предполагаемых к установке, фактическая кратность выбранного ТТ 110 кВ (Sном=30 ВА, Ном. кратность=50, Ктт=800/1) с учетом максимальной фактической нагрузки на керн (3,02 Ом) составляет более 120.



Основные данные принятого к установке ТТ:

Номинальный первичный ток *I*1ном.– 800 А

Номинальный вторичный ток *I*2ном.– 1 А

Номинальная предельная кратность – 50

Номинальная вторичная мощность – 30 ВА

Класс точности –10PR

Результаты расчета времени до насыщения ТТ ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино со стороны ПС 110 кВ Ермолино.

Наименование величины	***Ед. изм.***	***ДФЗ+КСЗ 1к***	***ДФЗ 2к***	***КСЗ***	***ДЗО Т-1***
Тип защиты	**-**	***МП терминал***	***МП терминал***	***МП терминал***	***МП терминал***
ТТ	-	Q12(13)TA5 (10PR)	Q12(13)TA4 (10PR)	Q12(13)TA3 (10PR)	Q12(13)TA2 (10PR)
I ном. перв. ТТ	А	800	800	800	800
I ном. втор. ТТ	А	1	1	1	1
Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R2,	Ом	6	6	6	6
Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X2,	Ом	0	0	0	0
Полная погрешность ТТ	%	10	10	10	10

Наименование нагрузки	-	ДФЗ+КСЗ 1к	ДФЗ 2к	КСЗ, УРОВ	ДЗО Т-1, РАС
Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ Sн.ном,	ВА	30	30	30	30
Номинальная нагрузка ТТ Zн.ном,	Ом	30	30	30	30
Номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ φн.ном,	град	36,87	36,87	36,87	36,87
Косинус угла сопротивления нагрузки ТТ	о.е.	0,8	0,8	0,8	0,8
Сопротивление нагрузки (терминала)	Ом	0,5	0,5	1,0	1,0
Номинальная предельная кратность ТТ Кном,	о.е.	50,0	50,0	50,0	50,0
Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ Кr	о.е.	0,1	0,1	0,1	0,1
Удельное сопротивление проводника Рпр,	Ом* мм^2/м	0,01724	0,01724	0,01724	0,01724
Длина контрольного кабеля L	м	125	125	125	125
Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля S	мм^2	2,5	2,5	2,5	2,5
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ R(3)н.факт,	Ом	1,36	1,36	1,86	1,86
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ R(1)н.факт	Ом	2,22	2,22	2,72	2,72
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ X(3)н.факт	Ом	0	0	0	0
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ X(1)н.факт	Ом	0	0	0	0
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при трехфазных КЗ Тэкв(3)	сек.	0,009	0,009	0,009	0,009
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при однофазных КЗ Тэкв(1)	сек.	0,013	0,013	0,013	0,013
Параметр А при трехфазном КЗ	о.е.	14,19	14,19	13,28	13,28
Параметр А при однофазном КЗ	о.е.	13,97	13,97	13,16	13,16
Допустимое время до насыщения	мс.	10,00	5,00	10,00	5,00
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения без учета остаточной намагниченности					
w*Тр(3)+1 > А(3)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
А(3) >1		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется

w*Tp(1)+1 > A(1)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
A(1) >1		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ без учета остаточной индукции (Аналитический метод)	t(1) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(1) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения с учетом остаточной намагниченности					
w*Tp(3)+1 >A(3)*(1-Kr)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
A(3)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод
w*Tp(1)+1 >A(1)*(1-Kr)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
A(1)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ с учетом остаточной индукции (Аналитический метод)	t(1) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(1) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность

Условие tнас>tнас.доп	Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется

Результаты расчета графическим методом в соответсвии с ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением» для ТТ ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино со стороны ПС 110 кВ Ермолино:

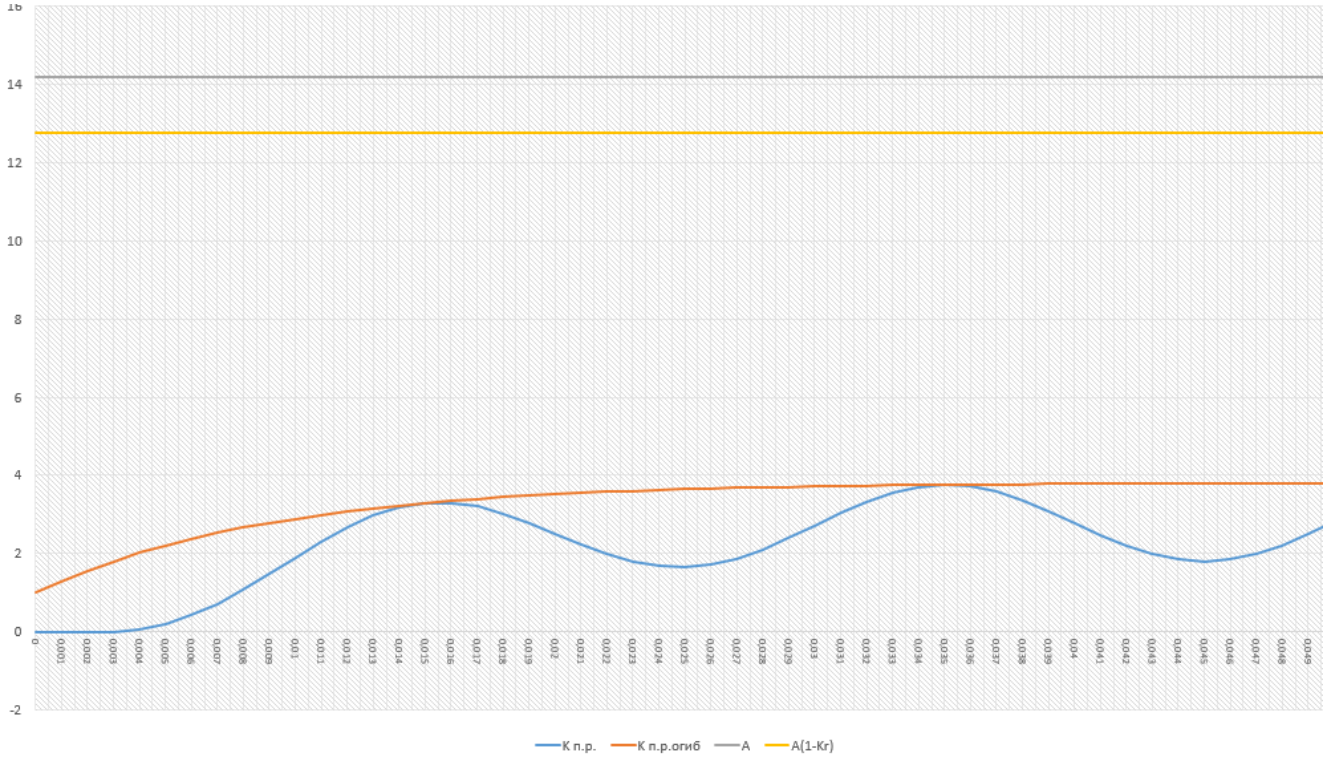


Рис. 1.1 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q12(13)TA4,5 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

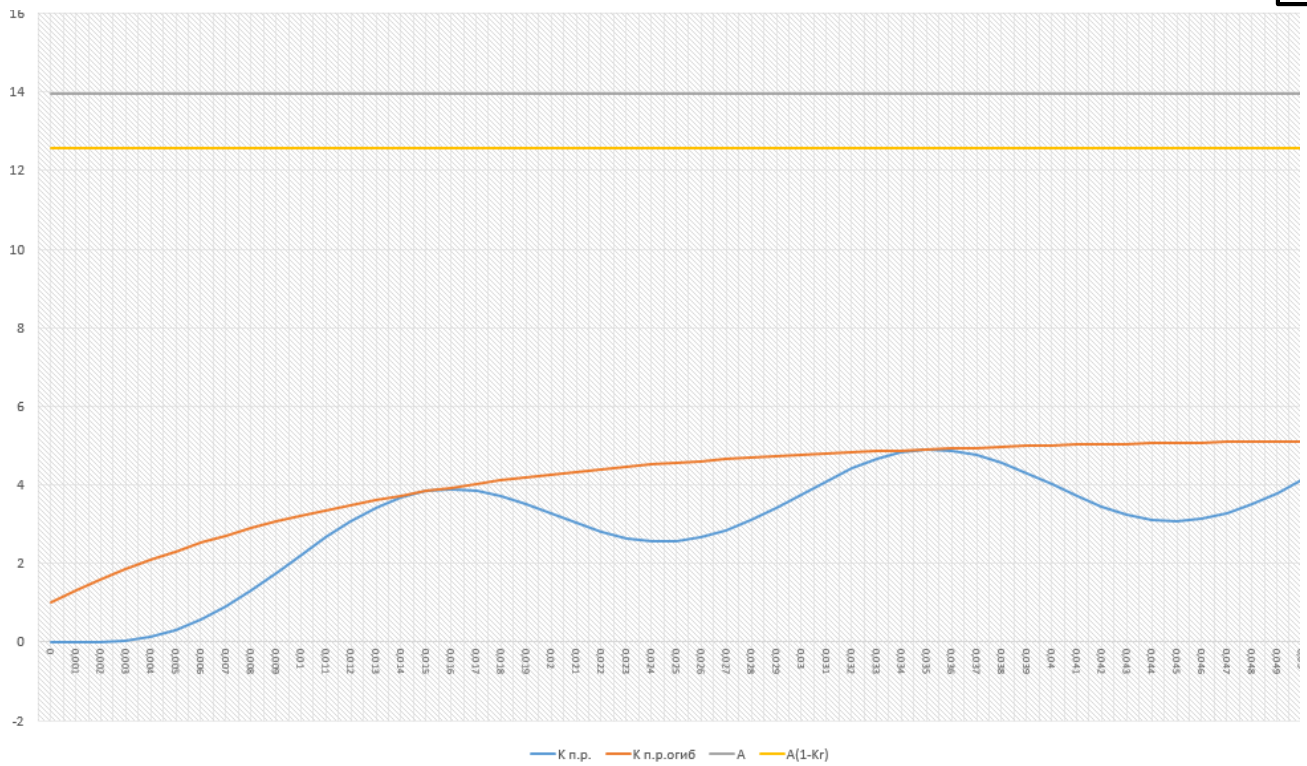


Рис. 1.2 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q12(13)TA4,5 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при однофазном КЗ

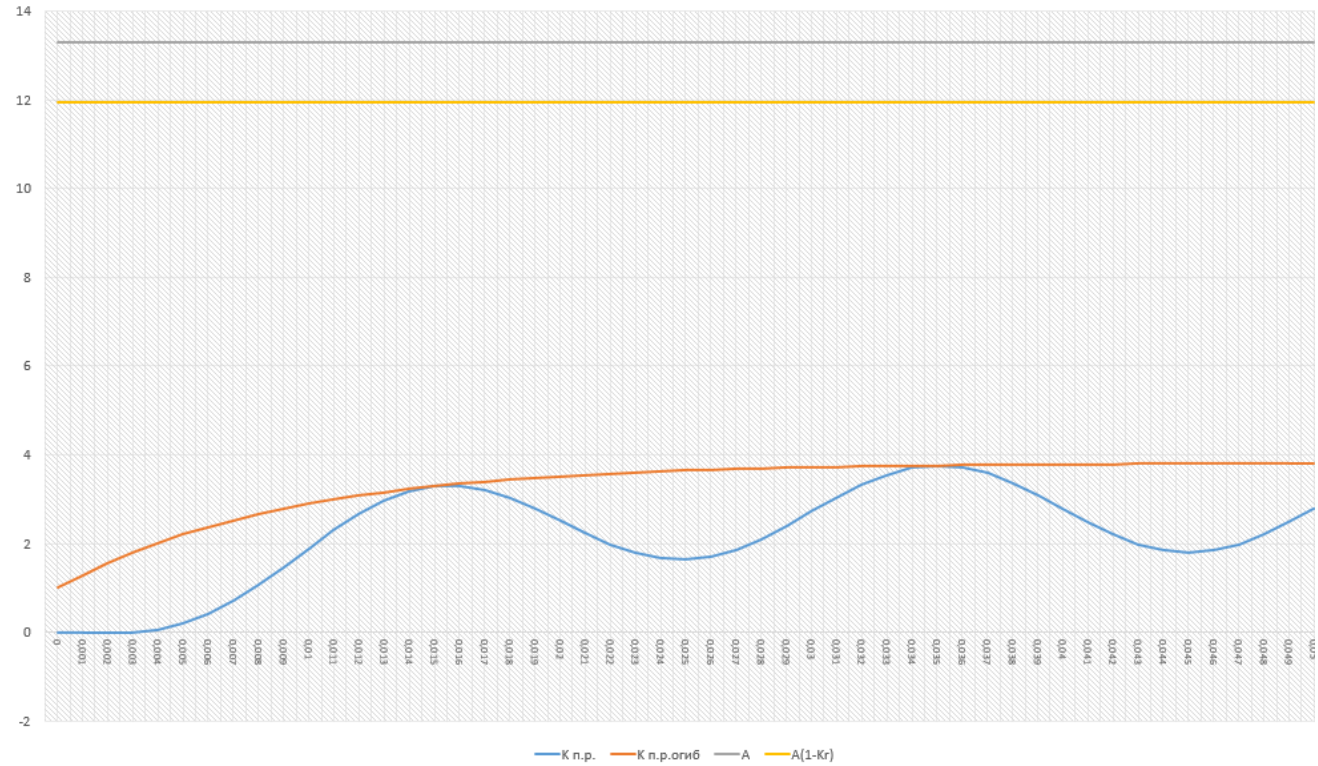


Рис. 1.3 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q12(13)TA2,3 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

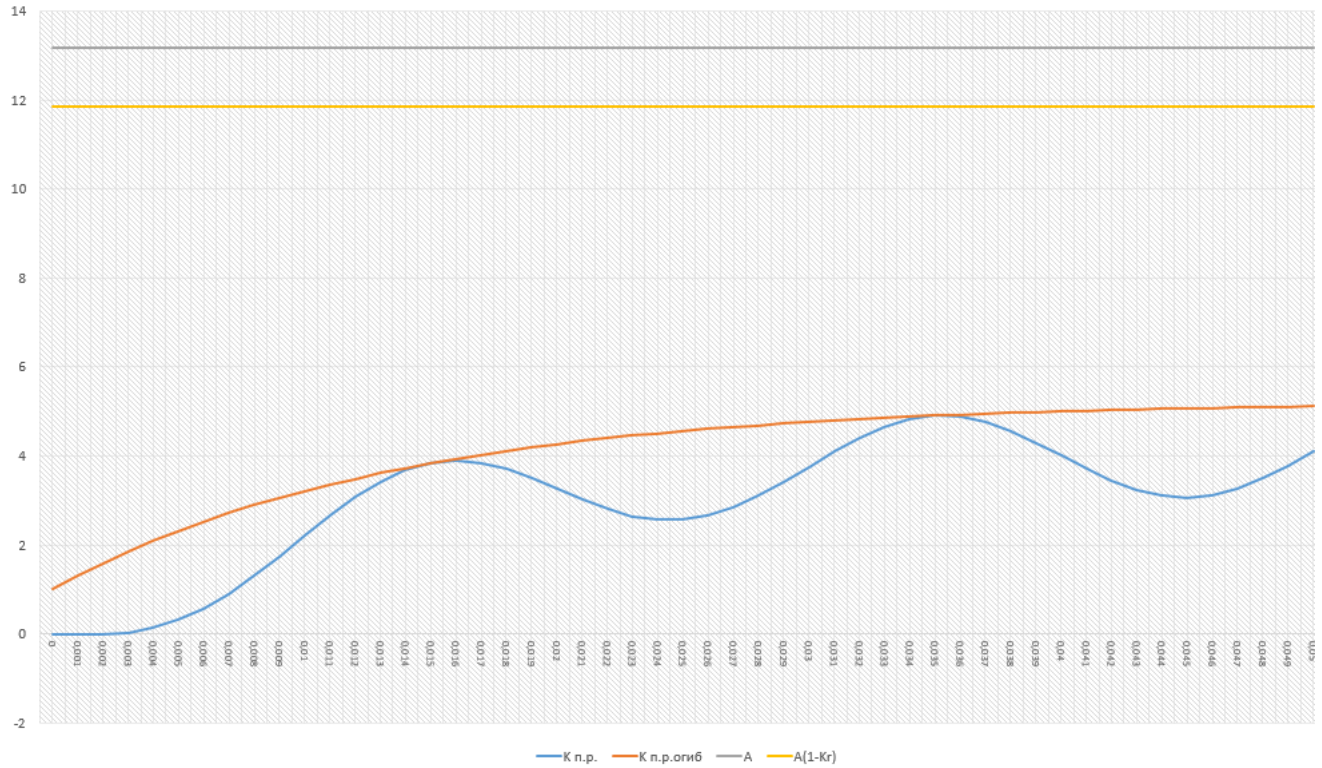


Рис. 1.4 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q12(13)TA2,3 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при однофазном КЗ

В соответствии с полученными результатами расчета времени до насыщения, вновь устанавливаемые трансформаторы тока удовлетворяет требованию для корректной работы устанавливаемых устройств РЗА в переходных режимах короткого замыкания, критерием обеспечения которого является выполнение условия Тнас>Тсз.

Результаты расчета времени до насыщения ТТ ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино со стороны ПС 110 кВ Ермолино.

Наименование величины	***Ед. изм.***	***ДФЗ+КСЗ 1к***	***ДФЗ 2к***	***КСЗ***	***ДЗО Т-2***
Тип защиты	**-**	***МП терминал***	***МП терминал***	***МП терминал***	***МП терминал***
ТТ	-	Q11(14)TA5 (10PR)	Q11(14)TA4 (10PR)	Q11(14)TA3 (10PR)	Q11(14)TA2 (10PR)
I ном. перв. ТТ	А	800	800	800	800
I ном. втор. ТТ	А	1	1	1	1

Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R2,	Ом	6	6	6	6
Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X2,	Ом	0	0	0	0
Полная погрешность ТТ	%	10	10	10	10
Наименование нагрузки	-	ДФЗ+КСЗ 1к	ДФЗ 2к	КСЗ, УРОВ	ДЗО Т-2, РАС
Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ Sн.ном,	ВА	30	30	30	30
Номинальная нагрузка ТТ Zн.ном,	Ом	30	30	30	30
Номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ φн.ном,	град	36,87	36,87	36,87	36,87
Косинус угла сопротивления нагрузки ТТ	о.е.	0,8	0,8	0,8	0,8
Сопротивление нагрузки (терминала)	Ом	0,5	0,5	1,0	1,0
Номинальная предельная кратность ТТ Кном,	о.е.	50,0	50,0	50,0	50,0
Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ Kr	о.е.	0,1	0,1	0,1	0,1
Удельное сопротивление проводника Рпр,	Ом* мм^2/м	0,01724	0,01724	0,01724	0,01724
Длина контрольного кабеля L	м	145	145	145	145
Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля S	мм^2	2,5	2,5	2,5	2,5
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ R(3)н.факт,	Ом	1,50	1,50	2,00	2,00
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ R(1)н.факт	Ом	2,50	2,50	3,00	3,00

Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ Х(3)н.факт	Ом	0	0	0	0
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ Х(1)н.факт	Ом	0	0	0	0
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при трехфазных КЗ Тэкв(3)	сек.	0,009	0,009	0,009	0,009
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при однофазных КЗ Тэкв(1)	сек.	0,013	0,013	0,013	0,013
Параметр А при трехфазном КЗ	о.е.	13,92	13,92	13,05	13,05
Параметр А при однофазном КЗ	о.е.	13,51	13,51	12,76	12,76
Допустимое время до насыщения	мс.	10,00	5,00	10,00	5,00
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения без учета остаточной намагниченности					
w*Тр(3)+1 > А(3)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
А(3) >1		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
w*Тр(1)+1 > А(1)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
А(1) >1		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (аналитический метод)	t(3)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(3)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность

Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ без учета остаточной индукции (Аналитический метод)	t(1)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(1)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения с учетом остаточной намагниченности					
w*Tp(3)+1 >A(3)*(1-Kr)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
A(3)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод
w*Tp(1)+1 >A(1)*(1-Kr)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
A(1)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (аналитический метод)	t(3)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(3)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется

Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ с учетом остаточной индукции (Аналитический метод)	t(1)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(1)нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется	Выполняется

Результаты расчета графическим методом в соответсвии с ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением» для ТТ ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино со стороны ПС 110 кВ Ермолино:

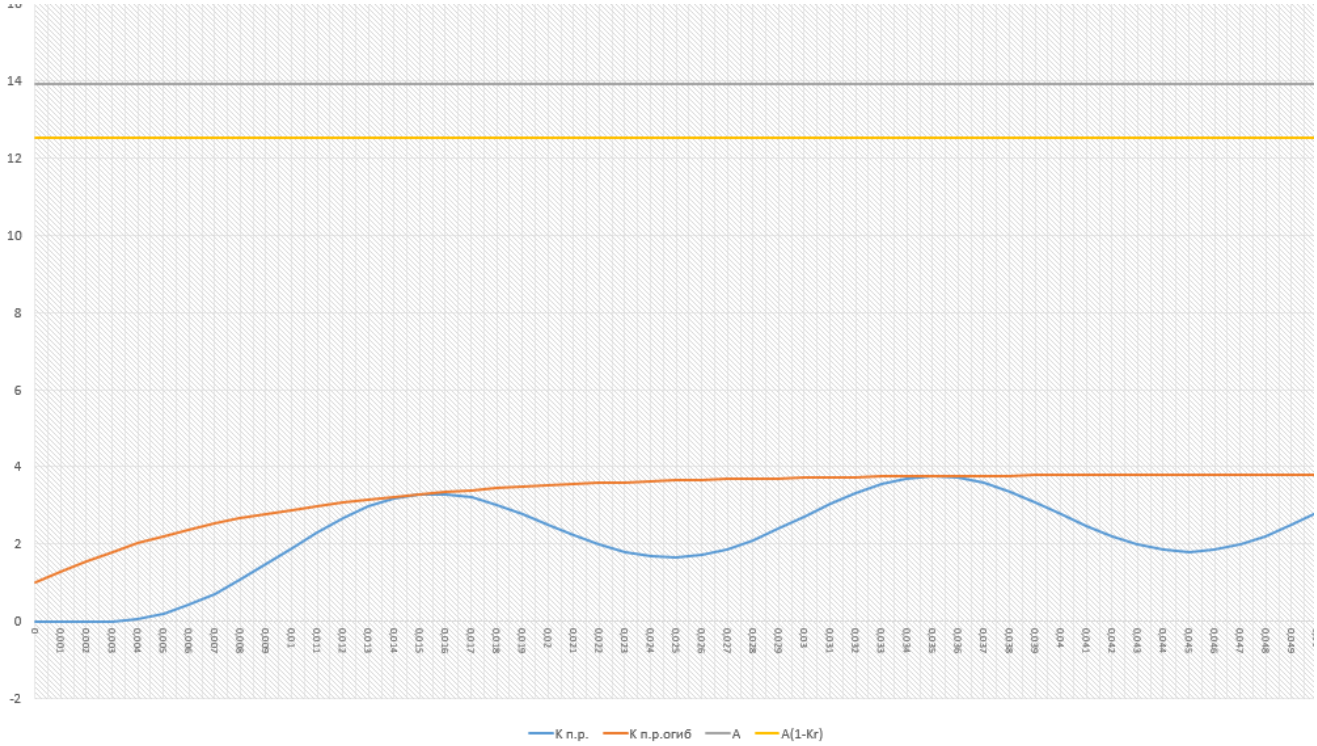


Рис. 1.5 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q11(14)TA4,5 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

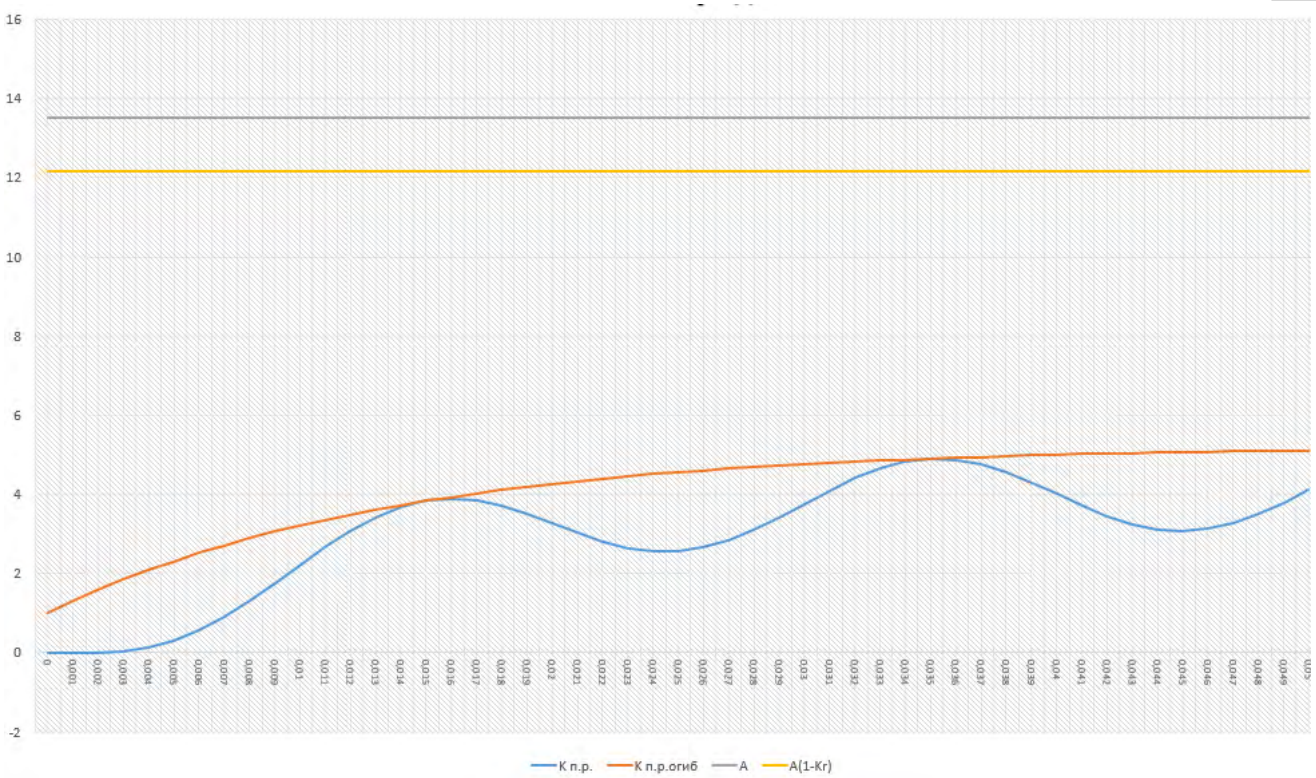


Рис. 1.6 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q11(14)TA4,5 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при однофазном КЗ

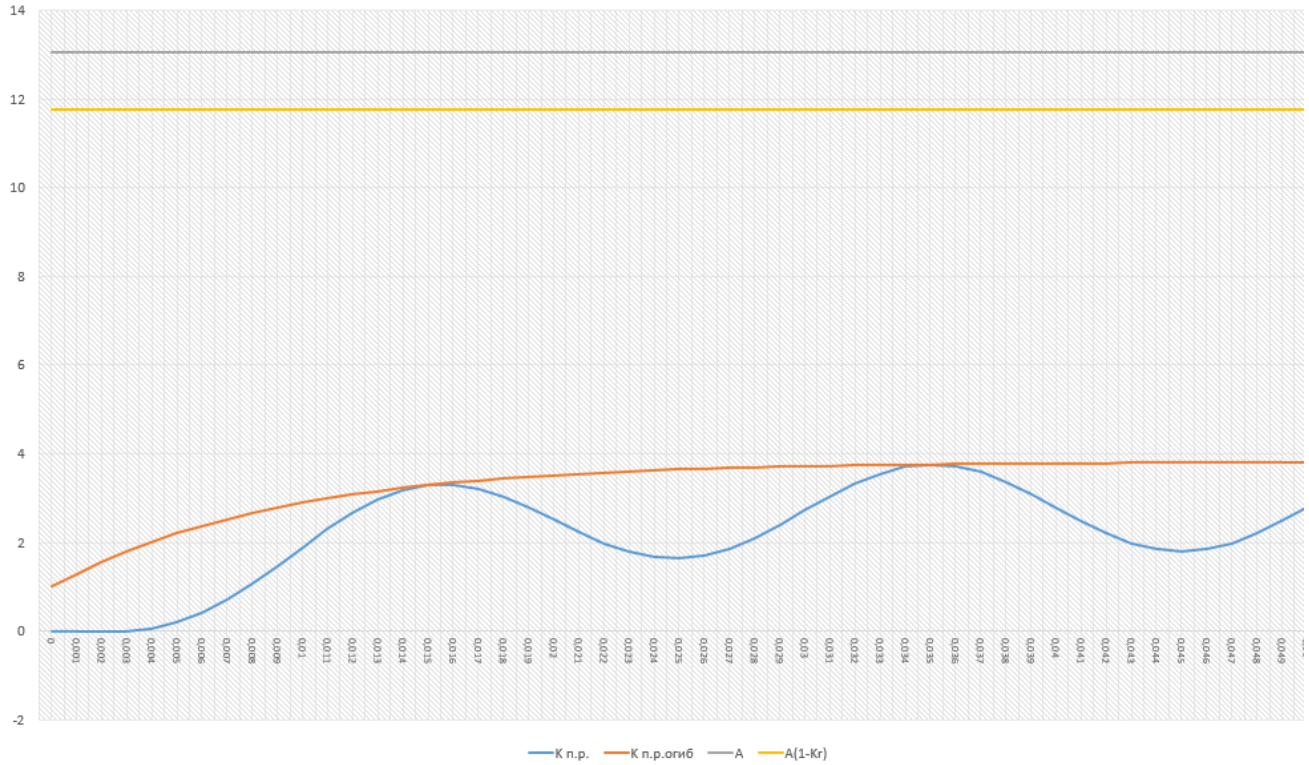


Рис. 1.7 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q11(14)TA2,3 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

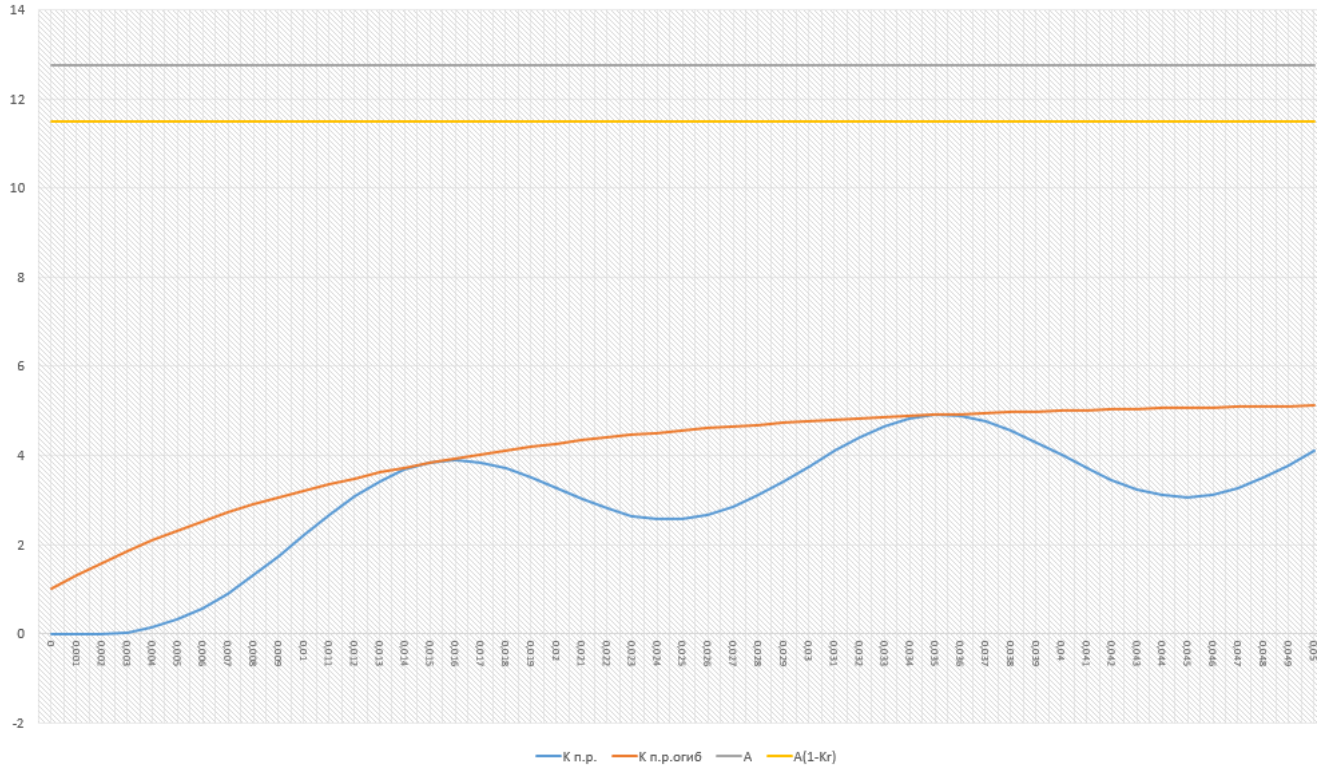


Рис. 1.8 График Kп.р(t) трансформатора тока 800/1 Q11(14)ТА2,3 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при однофазном КЗ

В соответствии с полученными результатами расчета времени до насыщения, вновь устанавливаемые трансформаторы тока удовлетворяет требованию для корректной работы устанавливаемых устройств РЗА в переходных режимах короткого замыкания, критерием обеспечения которого является выполнение условия Тнас>Тсз.

Расчет для ТТ 110 кВ Т-1(2) ПС 110 кВ Ермолино.

Расчетный режим: внутренее КЗ на выводах 110 кВ Т-1(2) ПС 110 кВ Ермолино в нормальной схеме

Результаты расчета Тэкв при трехфазных КЗ.

Наименование ветви	Тр(3), с	$I_{КЗ}$(3), А	Для трехфазного КЗ			
			Z, Ом	φ, град	X, Ом	R, Ом
Т-1(2)	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино	0,008	8186	5,959	67,765	5,52	2,26
ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино	0,009	13400	4,381	70,448	4,13	1,47
Тэкв / Расчетный ток КЗ:	0,009	21586	-	-	-	-

Расчет Тэкв для однофазных КЗ.

Эквивалентная постоянная времени для каждого присоединения рассчитывается по выражению:

$$T_{a(i)}^{(1)} = \frac{X_{1\Sigma}^{(i)} + X_{2\Sigma}^{(i)} + X_{0\Sigma}^{(i)}}{\omega \cdot \left(R_{1\Sigma}^{(i)} + R_{2\Sigma}^{(i)} + R_{0\Sigma}^{(i)}\right)}$$

Где указанные сопротивления являются индуктивными и активными сопротивлениями ветви прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Результаты расчета Тэкв при однофазных КЗ.

Наименование ветви	Тр(1), с	Iкз(1), А	Для однофазного КЗ							
			Z1, Ом	φ1, град	Z2, Ом	φ2, град	Z0, Ом	φ0, град	X, Ом	R, Ом
Т-1(2)	0,069	742	-	-	-	-	38,952	87,365	38,911	1,791
ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино	0,010	7554	5,959	67,765	5,965	67,778	10,176	77,676	20,980	6,683
ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино	0,010	11443	4,381	70,448	4,386	70,458	8,179	73,697	16,111	5,229
Тэкв / Расчетный ток КЗ:	0,010	18997	-	-	-	-	-	-	-	-

Принимаем в качестве расчетных:

Та = 0,009 с – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при расчетном КЗ;

Iкз = 21586 А – суммарный ток КЗ, протекающий через ТТ при расчетном КЗ.

Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной вторичной нагрузки трансформаторов тока.

Значение номинального вторичного тока ТТ I2ном принимаем равным 1 А в соответствии с требованиями п.7.2 ГОСТ Р 71403-2024

Фактическая нагрузка на ТТ:

L = 85 м – максимальная длина соединительных проводов;

ρ = 0,0175 Ом мм^2/м – удельная электрическое сопротивление медного кабеля;

S = 2,5 мм^2 – сечение соединительных проводов;

$$r_{каб.} = \frac{\rho \cdot L}{S_{расч.}} = \frac{0{,}0175 \cdot 85}{2{,}5} = 0{,}595 \text{ Ом}$$

Для схемы соединений группы ТТ «полная звезда» сопротивление нагрузки необходимо определять следующим образом:

- при трехфазном и двухфазном КЗ:

$z_{н.факт(3)} = r_{каб.} + z_{рф.} = 0{,}595 + 1{,}0 = 1{,}625$ Ом – для ТТ с Iвтор.ном= 1А

-при однофазном КЗ:

$z_{н.факт(1)} = 2r_{каб.} + z_{рф.} = 1{,}19 + 1{,}0 = 2{,}19$ Ом – для ТТ с Iвтор.ном= 1А

где $z_{рф.}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты для наиболее загруженной фазы. Принимается равным 0,5 Ом для одного терминала РЗА при Iвтор.ном= 1А.

z_ро – суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода. Принимается равным 0 Ом

Определение номинального первичного тока ТТ:

$$I_{1ном} \geq I_{доп} = 131 \text{ А}$$

$$I_{ДОП} = I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{НОМ_Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А}$$

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2 принимаем с запасом I1ном = 600 А.

Определение номинальной вторичной нагрузки ТТ:

$$Z_{2ном} \geq Z_{н.факт} = 2{,}19 \text{ Ом}$$

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2, принимаем с запасом Z2ном = 30 Ом.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10Р

$$K_{ном} \geq \frac{314 \cdot T_а \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{T_а}}\right) + 1}{1 - К_{ОСТ}} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}009 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}010}{0{,}009}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{21586}{600} = 744{,}1$$

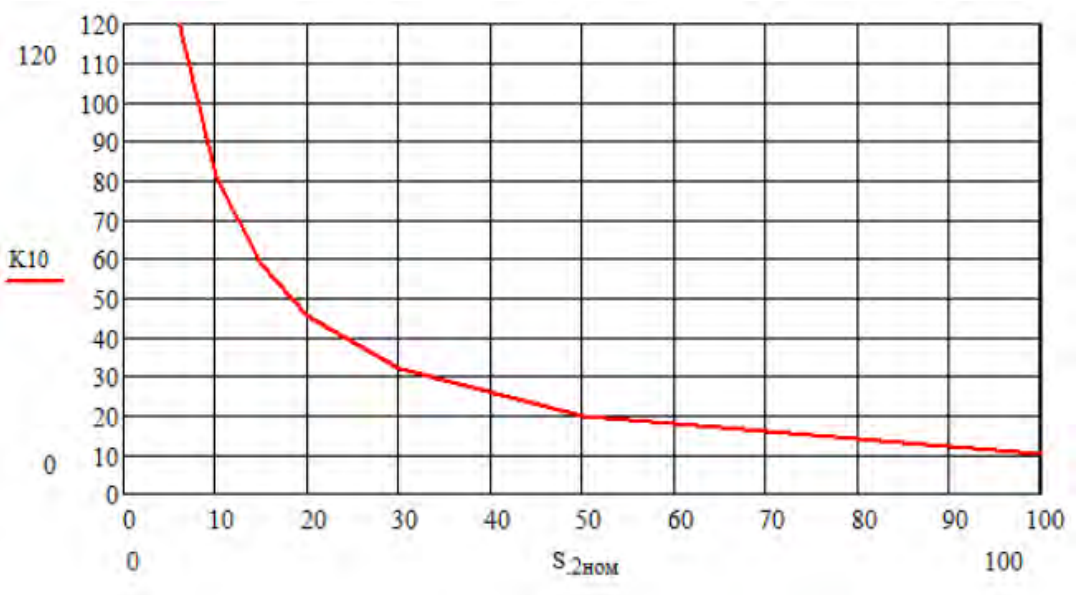
Полученное значение Кном превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р

70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10PR

$$K_{\text{ном}} \geq \frac{314 \cdot \text{Т}_\text{а} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{\text{РЗ}}}{\text{Т}_\text{а}}}\right) + 1}{1 - \text{К}_{\text{ОСТ}}} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{314 \cdot 0{,}009 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}010}{0{,}009}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{21586}{600} = 115{,}75$$

В соответствии с данными производителей ТТ, предполагаемых к установке, фактическая кратность выбранного ТТ 110 кВ (Sном=30 ВА, Ном.кратность=30, Ктт=600/1) с учетом максимальной фактической нагрузки на керн (2,19 Ом) составляет более 120.



Основные данные принятого к установке ТТ

Номинальный первичный ток *I*1ном.– 600 А

Номинальный вторичный ток *I*2ном.– 1 А

Номинальная предельная кратность – 30

Номинальная вторичная мощность – 30 ВА

Класс точности –10PR

Результаты расчета времени до насыщения ТТ 110 кВ Т-1(2) на ПС 110 кВ Ермолино.

Наименование величины	*Ед. изм.*	*ДЗТ, МТЗ ВН*	*МТЗ ВН*	*ДЗО*
Тип защиты	-	*МП терминал*	*МП терминал*	*МП терминал*
ТТ	-	T1(2)G-TA3 (10PR)	T1(2)G-TA4 (10PR)	T1(2)G-TA5 (10PR)
I ном. перв. ТТ	А	600	600	600
I ном. втор. ТТ	А	1	1	1
Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R2,	Ом	6	6	6
Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X2,	Ом	0	0	0
Полная погрешность ТТ	%	10	10	10
Наименование нагрузки	-	ДЗТ, МТЗ ВН	МТЗ ВН	ДЗО, РАС
Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ Sн.ном,	ВА	30	30	30
Номинальная нагрузка ТТ Zн.ном,	Ом	30	30	30
Номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ φн.ном,	град	36,87	36,87	36,87
Косинус угла сопротивления нагрузки ТТ	о.е.	0,8	0,8	0,8
Сопротивление нагрузки (терминала)	Ом	0,5	0,5	1,0
Номинальная предельная кратность ТТ Кном,	о.е.	30,0	30,0	30,0
Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ Kr	о.е.	0,1	0,1	0,1
Удельное сопротивление проводника Рпр,	Ом* мм^2/м	0,01724	0,01724	0,01724
Длина контрольного кабеля L	м	85	85	85
Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля S	мм^2	2,5	2,5	2,5
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ R(3)н.факт,	Ом	1,09	1,09	1,59
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ R(1)н.факт	Ом	1,67	1,67	2,17
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ X(3)н.факт	Ом	0	0	0
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ X(1)н.факт	Ом	0	0	0
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при трехфазных КЗ Тэкв(3)	сек.	0,009	0,009	0,009
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при однофазных КЗ Тэкв(1)	сек.	0,010	0,010	0,010
Параметр А при трехфазном КЗ	о.е.	4,12	4,12	3,85
Параметр А при однофазном КЗ	о.е.	4,32	4,32	4,06
Допустимое время до насыщения	мс.	10,00	10,00	5,00

Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения без учета остаточной намагниченности				
w*Tp(3)+1 > A(3)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ
A(3) >1		Выполняется	Выполняется	Выполняется
w*Tp(1)+1 > A(1)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	ТТ насыщается
A(1) >1		Выполняется	Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ без учета остаточной индукции (Аналитический метод)	t(1) нас, мс	бесконечность	бесконечность	41,24
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(1) нас, мс	бесконечность	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения с учетом остаточной намагниченности				
w*Tp(3)+1 >A(3)*(1-Kr)		нет насыщения ТТ	нет насыщения ТТ	ТТ насыщается
A(3)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод
w*Tp(1)+1 >A(1)*(1-Kr)		ТТ насыщается	ТТ насыщается	ТТ насыщается
A(1)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод	Аналитический метод
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	21,50
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность	33,00
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется

Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ с учетом остаточной индукции (Аналитический метод)	t(1) нас, мс	26,37	26,37	19,02
Время до насыщения ТТ при однофазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(1) нас, мс	34,00	34,00	32,00
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется	Выполняется

Результаты расчета графическим методом в соответсвии с ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением» для ТТ 110 кВ Т-1(2) на ПС 110 кВ Ермолино:

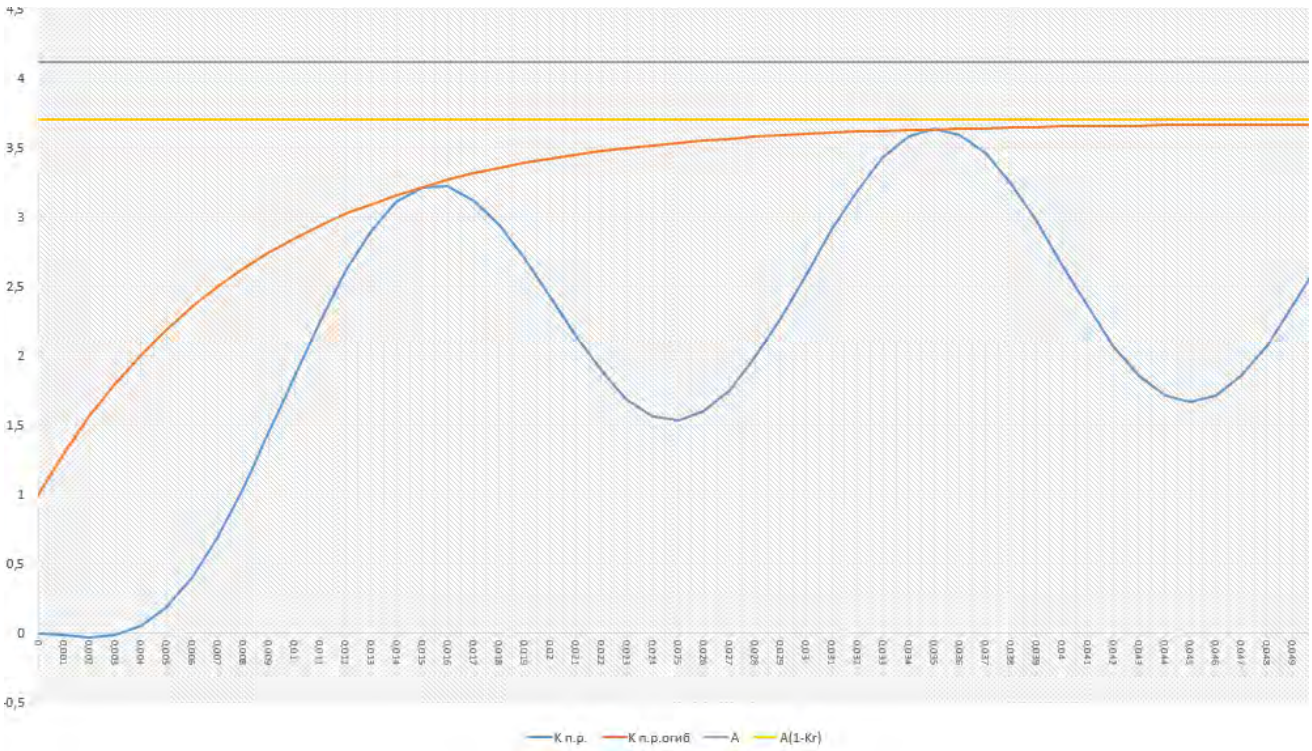


Рис. 2.1 График Kп.р(t) трансформатора тока 600/1 T1(2)G-TA3,4 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

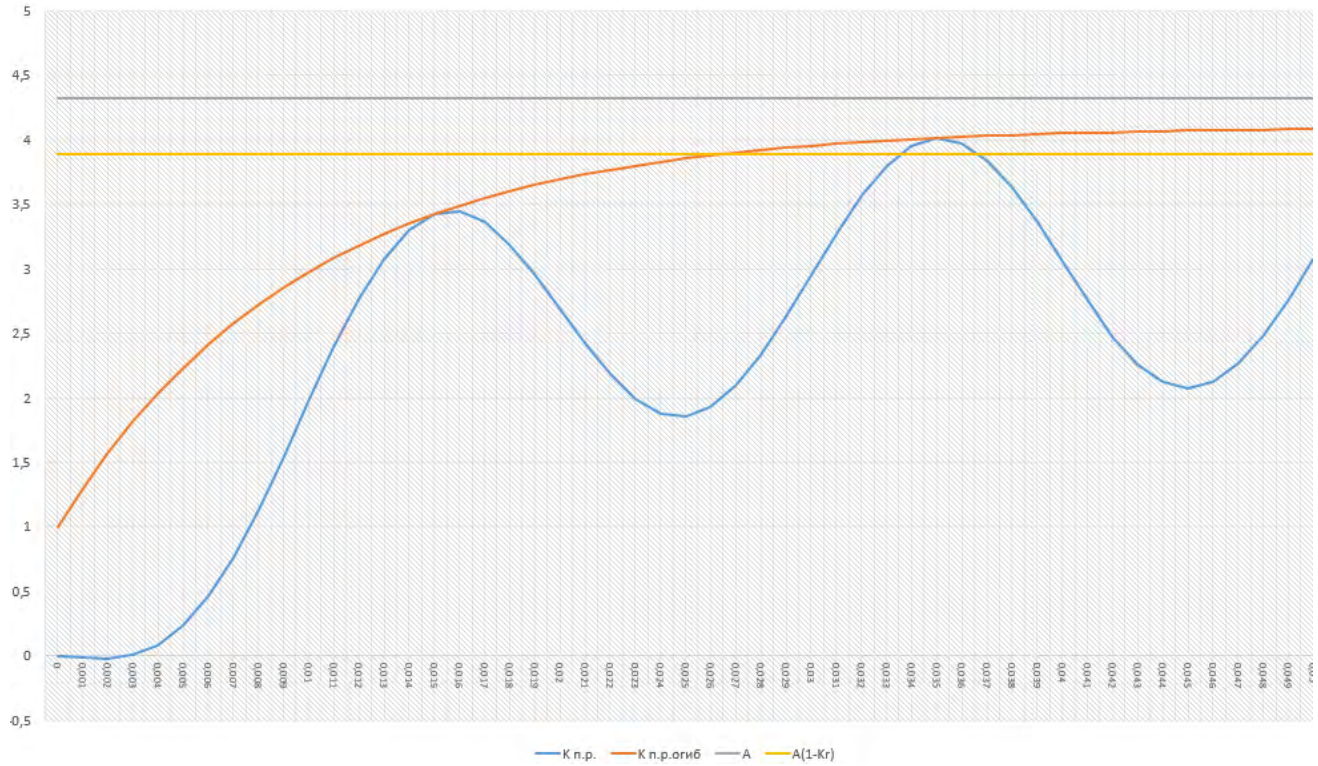


Рис. 2.2 График Kп.р(t) трансформатора тока 600/1 T1(2)G-TA3,4 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при однофазном КЗ

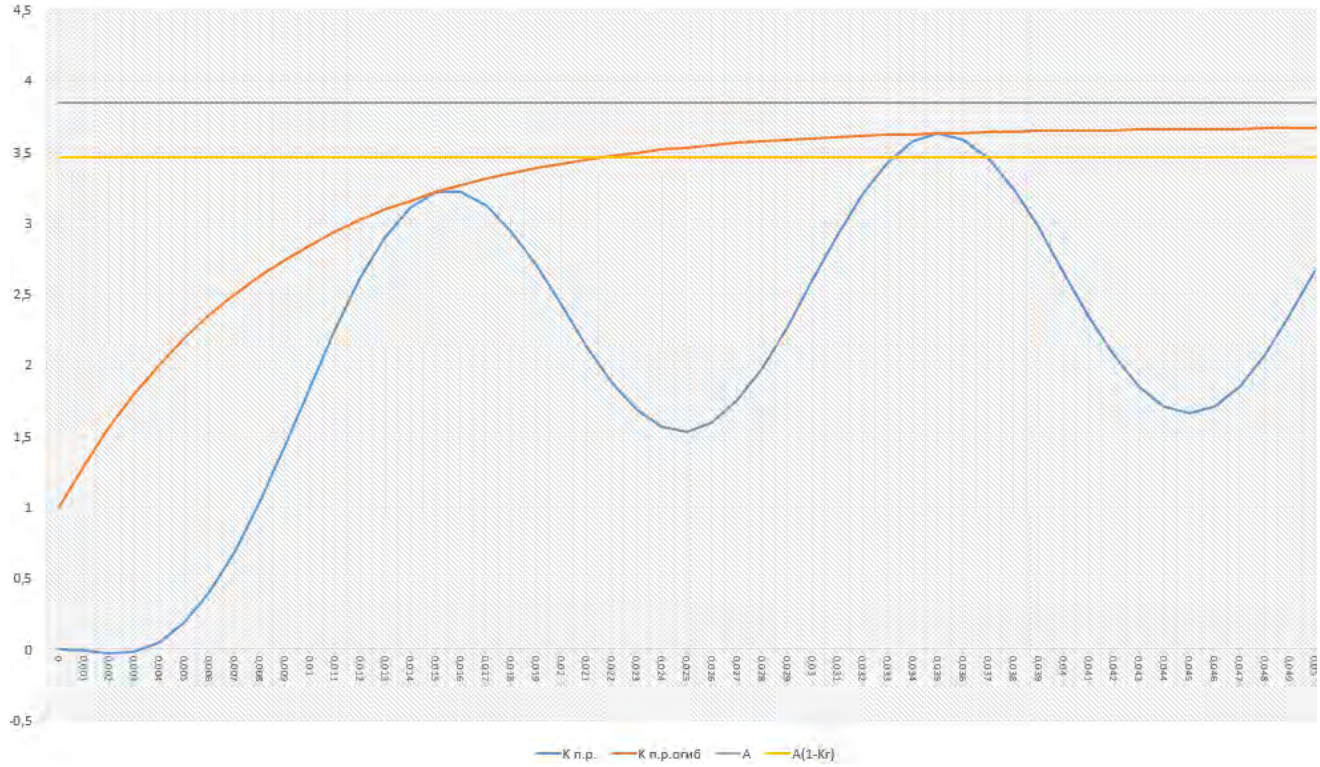


Рис. 2.3 График Kп.р(t) трансформатора тока 600/1 T1(2)G-TA5 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

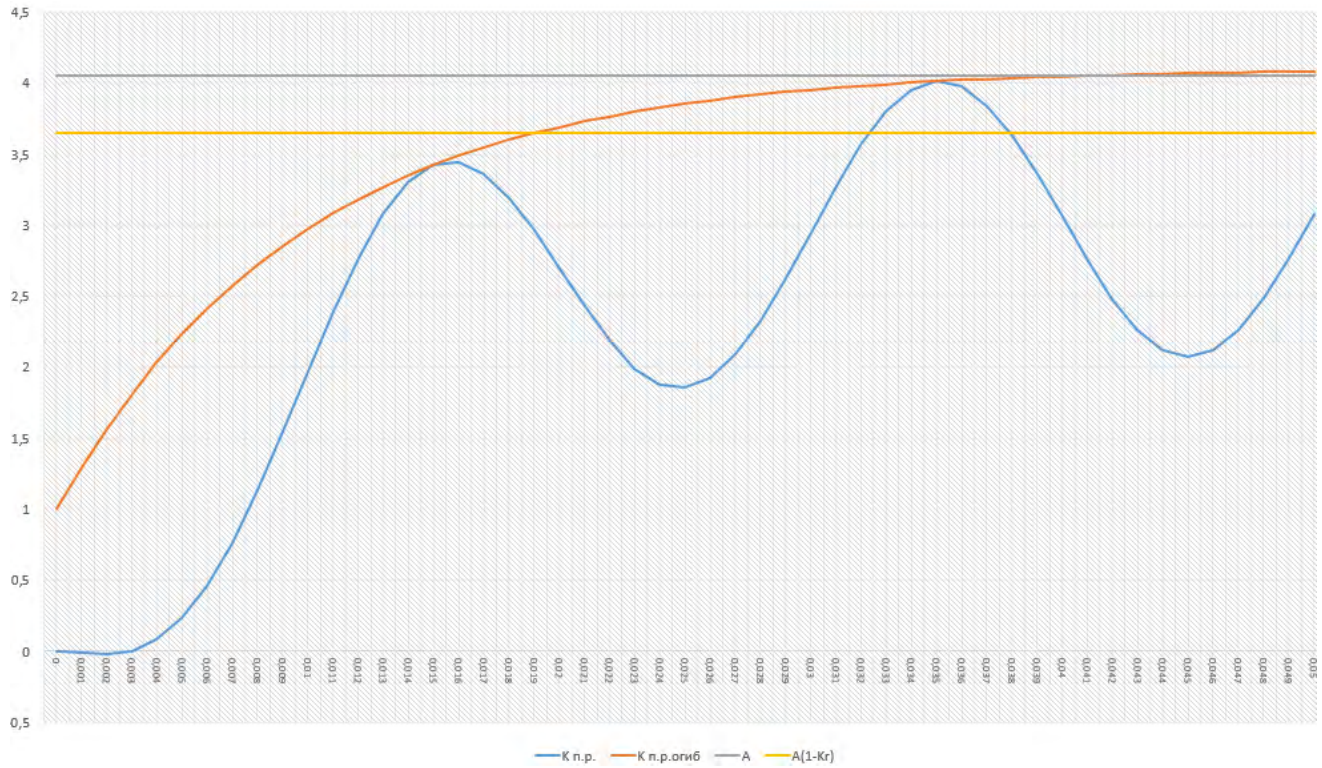


Рис. 2.4 График Kп.р(t) трансформатора тока 600/1 T1(2)G-TA5 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при однофазном КЗ

В соответствии с полученными результатами расчета времени до насыщения, вновь устанавливаемый трансформатор тока удовлетворяет требованию для корректной работы устанавливаемых устройств РЗА в переходных режимах короткого замыкания, критерием обеспечения которого является выполнение условия Тнас>Тсз.

Расчет для ТТ 10 кВ Т-1(2) ПС 110 кВ Ермолино.

Расчетный режим: внутренее КЗ на вводе 10 кВ Т-1(2) ПС 110 кВ Ермолино в нормальной схеме

Результаты расчета Тэкв при трехфазных КЗ.

Наименование ветви	Тр(3), с	IКЗ(3), А	Для трехфазного КЗ			
			Z, Ом	φ, град	X, Ом	R, Ом
Т-1(2)	0,047	19120	0,352	86,088	0,35	0,02
Тэкв / Расчетный ток КЗ:	0,047	19120	-	-	-	-

Принимаем в качестве расчетных:

Та = 0,047 с – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при расчетном КЗ;

Iкз = 19120 А – суммарный ток КЗ, протекающий через ТТ при расчетном КЗ.

Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной вторичной нагрузки трансформаторов тока.

Значение номинального вторичного тока ТТ I2ном принимаем равным 1 А в соответствии с требованиями п.7.2 ГОСТ Р 71403-2024

Фактическая нагрузка на ТТ:

L = 40 м – максимальная длина соединительных проводов;

ρ = 0,0175 Ом мм^2/м – удельная электрическое сопротивление медного кабеля;

S = 2,5 мм^2 – сечение соединительных проводов;

$$r_{каб.} = \frac{\rho \cdot L}{S_{расч.}} = \frac{0{,}0175 \cdot 40}{2{,}5} = 0{,}28 \text{ Ом}$$

Для схемы соединений группы ТТ «полная звезда» сопротивление нагрузки необходимо определять следующим образом:

- при трехфазном и двухфазном КЗ:

$z_{н.факт(з)} = r_{каб.} + z_{рф.} = 0{,}28 + 0{,}5 = 0{,}78$ Ом – для ТТ с Iвтор.ном= 1А

где $z_{рф.}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты для наиболее загруженной фазы. Принимается равным 0,5 Ом для одного терминала РЗА при Iвтор.ном= 1А.

z_ро – суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода. Принимается равным 0 Ом

Определение номинального первичного тока ТТ:

$$I_{1ном} \geq I_{доп} = 1443 \text{ А}$$

$$I_{ДОП} = I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{НОМ_Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443 \text{ А}$$

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2 принимаем с запасом I1ном = 3000 А.

Определение номинальной вторичной нагрузки ТТ:

$$Z_{2ном} \geq Z_{н.факт} = 0{,}78 \text{ Ом}$$

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2, принимаем с запасом Z_2ном = 20 Ом.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10P

$$K_{\text{ном}} \geq \frac{314 \cdot \text{Т}_{\text{а}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{\text{РЗ}}}{\text{Т}_{\text{а}}}}\right) + 1}{1 - \text{К}_{\text{ОСТ}}} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{314 \cdot 0{,}047 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}047}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{19120}{3000} = 113{,}3$$

Полученное значение Кном превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10P, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10P не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10PR

$$K_{\text{ном}} \geq \frac{314 \cdot \text{Т}_{\text{а}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{\text{РЗ}}}{\text{Т}_{\text{а}}}}\right) + 1}{1 - \text{К}_{\text{ОСТ}}} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{314 \cdot 0{,}047 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}005}{0{,}047}}\right) + 1}{1 - 0{,}1} \cdot \frac{19120}{3000} = 17{,}63$$

Основные данные принятого к установке ТТ:

Номинальный первичный ток I_1ном.– 3000 А

Номинальный вторичный ток I_2ном.– 1 А

Номинальная предельная кратность – 20

Номинальная вторичная мощность – 20 ВА

Класс точности –10PR

Результаты расчета времени до насыщения ТТ 10 кВ Т-1(2) на ПС 110 кВ Ермолино.

Наименование величины	***Ед. изм.***	***ДЗО НН***	***ДЗТ***
Тип защиты	**-**	***МП терминал***	***МП терминал***
ТТ	-	Т1(2)К-ТА1 (10PR)	Т1(2)К-ТА2 (10PR)
I ном. перв. ТТ	А	3000	3000
I ном. втор. ТТ	А	1	1
Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R2,	Ом	4	4
Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X2,	Ом	0	0
Полная погрешность ТТ	%	10	10
Наименование нагрузки	-	ДЗО НН	ДЗТ
Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ Sн.ном,	ВА	20	20
Номинальная нагрузка ТТ Zн.ном,	Ом	20	20
Номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ φн.ном,	град	36,87	36,87
Косинус угла сопротивления нагрузки ТТ	о.е.	0,8	0,8
Сопротивление нагрузки (терминала)	Ом	0,5	0,5
Номинальная предельная кратность ТТ Кном,	о.е.	20,0	20,0
Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ Kr	о.е.	0,1	0,1
Удельное сопротивление проводника Рпр,	Ом* мм^2/м	0,01724	0,01724
Длина контрольного кабеля L	м	40	40
Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля S	мм^2	2,5	2,5
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ R(3)н.факт,	Ом	0,78	0,78
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ R(1)н.факт	Ом	1,05	1,05

Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ Х(3)н.факт	Ом	0	0
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ Х(1)н.факт	Ом	0	0
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при трехфазных КЗ Тэкв(3)	сек.	0,047	0,047
Параметр А при трехфазном КЗ	о.е.	15,33	15,33
Допустимое время до насыщения	мс.	5,00	5,00
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения без учета остаточной намагниченности			
w*Тр(3)+1 > А(3)		ТТ насыщается	ТТ насыщается
А(3) >1		Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	181,10	181,10
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения с учетом остаточной намагниченности			
w*Тр(3)+1 >А(3)*(1-Kr)		ТТ насыщается	ТТ насыщается
А(3)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод

Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	96,75	96,75
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	бесконечность	бесконечность
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется

Результаты расчета графическим методом в соответсвии с ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением» для ТТ 10 кВ Т-1(2) на ПС 110 кВ Ермолино:

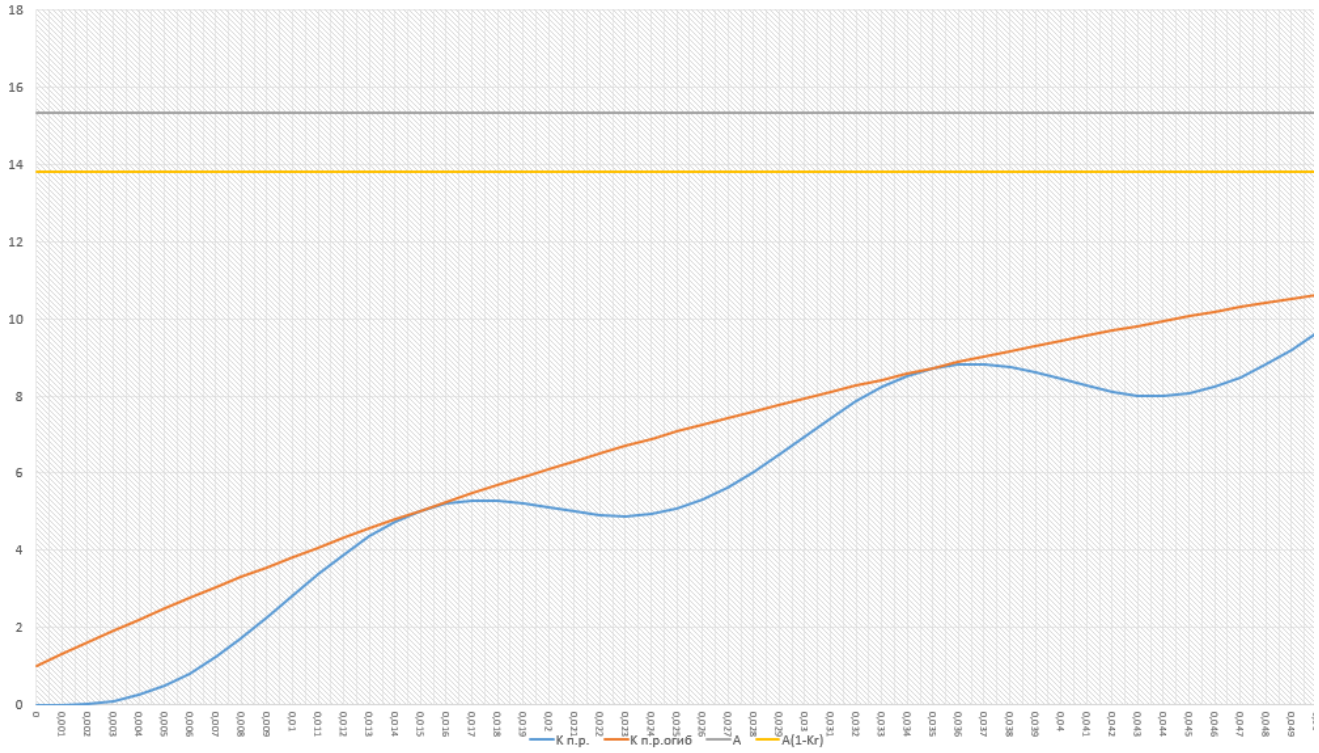


Рис. 3.1 График Kп.р(t) трансформатора тока 3000/1 Т1(2)К-ТА1,2 класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

В соответствии с полученными результатами расчета времени до насыщения, вновь устанавливаемый трансформатор тока удовлетворяет требованию для корректной работы устанавливаемых устройств РЗА в переходных режимах короткого замыкания, критерием

обеспечения которого является выполнение условия Тнас>Тсз.

Расчет для ТТ КРУ 10 кВ ПС 110 кВ Ермолино.

Расчетный режим: КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Ермолино в нормальной схеме

Результаты расчета Тэкв при трехфазных КЗ.

Наименование ветви	Тр(3), с	IКЗ(3), А	Для трехфазного КЗ			
			Z, Ом	φ, град	X, Ом	R, Ом
10 кВ	0,080	11190	0,601	87,713	0,60	0,02
Тэкв / Расчетный ток КЗ:	0,080	11190	-	-	-	-

Принимаем в качестве расчетных:

Та = 0,08 с – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при расчетном КЗ;

Iкз = 11190 А – суммарный ток КЗ, протекающий через ТТ при расчетном КЗ.

Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной вторичной нагрузки трансформаторов тока.

Значение номинального вторичного тока ТТ I2ном принимаем равным 5 А.

Фактическая нагрузка на ТТ:

L = 30 м – максимальная длина соединительных проводов;

ρ = 0,0175 Ом мм^2/м – удельная электрическое сопротивление медного кабеля;

S = 2,5 мм^2 – сечение соединительных проводов;

$$r_{каб.} = \frac{\rho \cdot L}{S_{расч.}} = \frac{0{,}0175 \cdot 30}{2{,}5} = 0{,}21 \text{ Ом}$$

Для схемы соединений группы ТТ «полная звезда» сопротивление нагрузки необходимо определять следующим образом:

- при трехфазном и двухфазном КЗ:

$z_{н.факт(3)} = r_{каб.} + z_{рф.} = 0{,}21 + 0{,}02 = 0{,}23$ Ом – для ТТ с Iвтор.ном= 1А

где $z_{рф.}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты для наиболее загруженной фазы. Принимается равным 0,02 Ом для одного терминала РЗА при Iвтор.ном= 1А.

z_po – суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода. Принимается равным 0 Ом

Определение номинального первичного тока ТТ:

$$I_{1ном} \geq I_{доп} = 1443 \text{ А}$$

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2 принимаем с запасом I1ном = 2500 А.

Определение номинальной вторичной нагрузки ТТ:

$$Z_{2ном} \geq Z_{н.факт} = 0{,}78 \text{ Ом}$$

В соответствии с рекомендуемыми значениями основных параметров ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2, принимаем с запасом Z2ном = 20 Ом.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10Р

$$K_{ном} \geq \frac{314 \cdot \text{Т}_\text{а} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{\text{Т}_\text{а}}}\right) + 1}{1 - \text{К}_{ОСТ}} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}08 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}010}{0{,}08}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{11190}{2500} = 126{,}3$$

Полученное значение Кном превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 10Р, приведенное в ГОСТ Р 70507.2. В связи с этим трансформатор тока класса точности 10Р не обеспечит правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах.

Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов тока класса точности 10PR

$$K_{ном} \geq \frac{314 \cdot \text{Т}_\text{а} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{РЗ}}{\text{Т}_\text{а}}}\right) + 1}{1 - \text{К}_{ОСТ}} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1ном}} = \frac{314 \cdot 0{,}08 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0{,}010}{0{,}08}}\right) + 1}{1 - 0{,}86} \cdot \frac{11190}{2500} = 19{,}65$$

Основные данные принятого к установке ТТ:

Номинальный первичный ток $I1$ном.– 2500 А

Номинальный вторичный ток $I2$ном.– 5 А

Номинальная предельная кратность – 20

Номинальная вторичная мощность – 20 ВА

Класс точности –10PR

Результаты расчета времени до насыщения ТТ КРУ 10 кВ на ПС 110 кВ Ермолино.

Наименование величины	***Ед. изм.***	***ДЗО НН***	***МТЗ***
Тип защиты	**-**	***МП терминал***	***МП терминал***
ТТ	-	ТА3 (10PR)	ТА4 (10PR)
I ном. перв. ТТ	А	2500	2500
I ном. втор. ТТ	А	5	5
Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R2,	Ом	0,16	0,16
Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X2,	Ом	0	0
Полная погрешность ТТ	%	10	10
Наименование нагрузки	-	ДЗО НН	МТЗ
Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ Sн.ном,	ВА	20	20
Номинальная нагрузка ТТ Zн.ном,	Ом	0,8	0,8
Номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ φн.ном,	град	36,87	36,87
Косинус угла сопротивления нагрузки ТТ	о.е.	0,8	0,8
Сопротивление нагрузки (терминала)	Ом	0,02	0,02
Номинальная предельная кратность ТТ Кном,	о.е.	20,0	20,0
Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ Kr	о.е.	0,1	0,1
Удельное сопротивление проводника Рпр,	Ом* мм^2/м	0,01724	0,01724
Длина контрольного кабеля L	м	30	5
Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля S	мм^2	2,5	2,5

Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ R(3)н.факт,	Ом	0,23	0,05
Фактическая активная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ R(1)н.факт	Ом	0,43	0,09
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при трехфазном КЗ X(3)н.факт	Ом	0	0
Фактическая индуктивная нагрузка во вторичных цепях ТТ при однофазном КЗ X(1)н.факт	Ом	0	0
Эквивалентная расчетная постоянная времени затухания при трехфазных КЗ Тэкв(3)	сек.	0,080	0,080
Параметр А при трехфазном КЗ	о.е.	10,78	19,44
Допустимое время до насыщения	мс.	5,00	10,00
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения без учета остаточной намагниченности			
w*Tp(3)+1 > A(3)		ТТ насыщается	ТТ насыщается
A(3) >1		Выполняется	Выполняется
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	39,47	106,28
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ без учета остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	48,00	48,00
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется
Проверка по условию насыщения ТТ и расчет времени насыщения с учетом остаточной намагниченности			
w*Tp(3)+1 >A(3)*(1-Kr)		ТТ насыщается	ТТ насыщается

A(3)*(1-Kr) >1		Аналитический метод	Аналитический метод
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (аналитический метод)	t(3) нас, мс	34,03	85,71
Время до насыщения ТТ при трехфазном КЗ с учетом остаточной индукции (Графический метод)	t(3) нас, мс	34,00	34,00
Условие tнас>tнас.доп		Выполняется	Выполняется

Результаты расчета графическим методом в соответсвии с ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением» для ТТ КРУ 10 кВ Т-1(2) на ПС 110 кВ Ермолино:

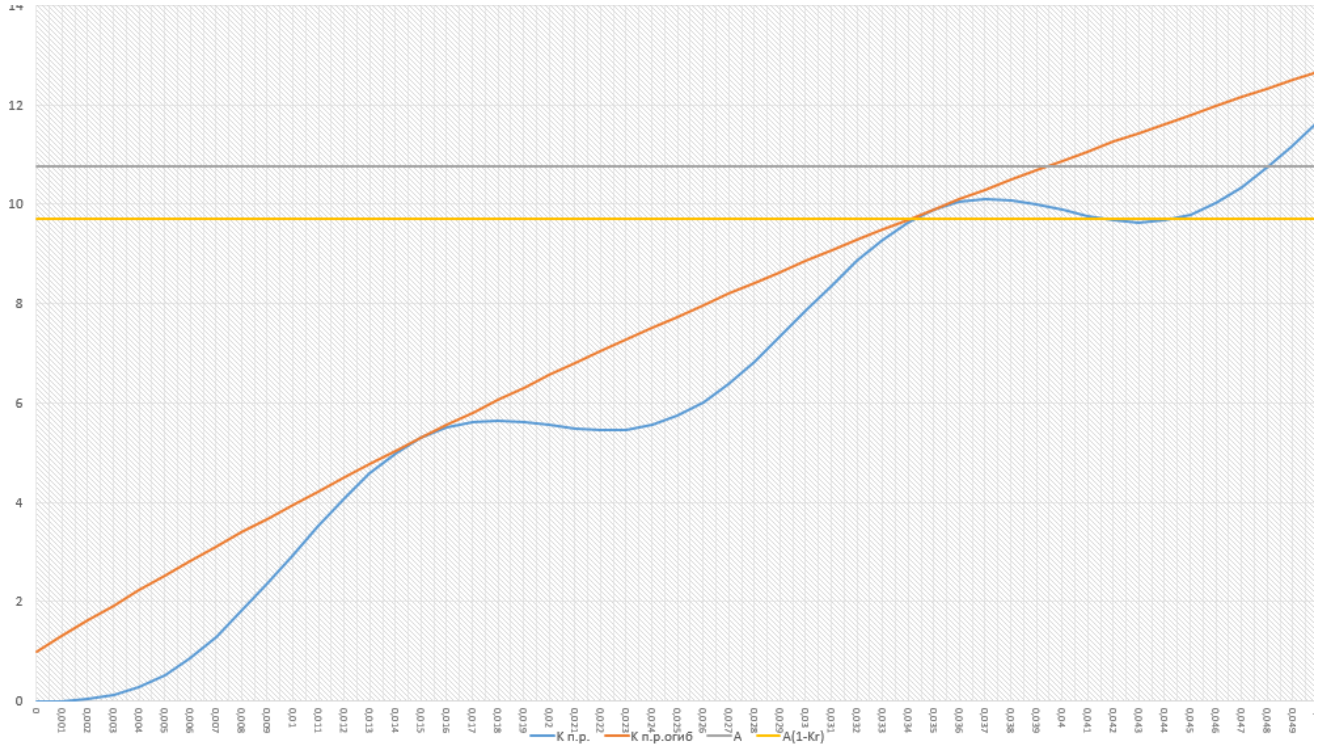


Рис. 4.1 График Kп.р(t) трансформатора тока 2500/5 ТА3(4) класса 10PR для определения $\boldsymbol{t}$нас при трёхфазном КЗ

В соответствии с полученными результатами расчета времени до насыщения, вновь устанавливаемый трансформатор тока удовлетворяет требованию для корректной работы устанавливаемых устройств РЗА в переходных режимах короткого замыкания, критерием обеспечения которого является выполнение условия Тнас>Тсз.

8 Расчет нагрузок вторичных обмоток трансформаторов напряжения

8.1 Проверка загруженности вторичных обмоток трансформаторов напряжения

Согласно ГОСТ 1983-2015, погрешности измерительных ТН нормируются в диапазоне от 25 % до 100 % номинальной мощности вторичной обмотки. Таким образом, для того, чтобы ТН соответствовал классу точности нагрузка обмотки ТН должна быть не менее 25 % и не более 100 %. В случае недогрузки обмотки ТН необходимо установить догрузочные резисторы. Догрузочные резисторы выбираются так, чтобы фактическая нагрузка находилась в пределах 50±10 % от номинальной.

$$0{,}25 \cdot S_{ном} \leq S_{сумм} \leq S_{ном}$$

где $S_{сумм}$ – суммарная нагрузка вторичной обмотки ТН, ВА;

$S_{ном}$ – номинальная нагрузка ТН, ВА.

$S_{сумм} = \Sigma S_{устр}$

$S_{устр}$– суммарная мощность устанавливаемых устройств, подключенных к ТН, ВА.

$$S_{устр} = S_{т} \cdot n_{т}$$

где $S_{т}$– мощность потребления терминала по цепям напряжения, ВА;

$n_{т}$ – количество терминалов.

Проверка трансформаторов напряжения 110, 10 кВ в нормальном и аварийном режимах приведена в таблицах далее.

8.2 Расчет потерь напряжения в измерительных цепях

1) Согласно ПУЭ, глава 3.4, п. 3.4.5 сечение жил кабелей и проводов должно удовлетворять требованиям их защиты от КЗ без выдержки времени, допустимых длительных токов согласно гл. 1.3, термической стойкости (для цепей, идущих от трансформаторов тока), а также обеспечивать работу аппаратов в заданном классе точности. При этом должны быть соблюдены следующие условия для цепей напряжения, для которых потери от трансформатора напряжения при условии включения всех защит и приборов должны составлять:

- до расчетных счетчиков и измерительных преобразователей мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства, — не более 0,5%;
- до расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи — не более 0,25%;
- до счетчиков технического учета — не более 1,5%;
- до щитовых приборов и датчиков мощности, используемых для всех видов измерений, — не более 1,5%;
- до панелей защиты и автоматики — не более 3% (см. также гл. 3.2 ПУЭ).

2) Расчет потерь напряжения в цепях напряжения приводится в таблицах, ведется без учета индуктивного сопротивления кабеля и для наиболее тяжелого режима, когда вся нагрузка подключена к одному ТН рассматриваемой системы шин.

3) Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{н}} \cdot R_{\text{каб}}$$

где $I_{\text{н}}$ – ток нагрузки в питающем счетчики кабеле, А;

$R_{\text{каб}}$ – сопротивление питающего счетчики кабеля, Ом.

$$I_{\text{н}} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{сумм}}}{U_{\text{ном}}}$$

где Sсумм – суммарная нагрузка (ВА) вторичной обмотки ТН;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение вторичной обмотки ТН, В.

В общем случае при наличии в цепи напряжения кроме счетчиков электроэнергии измерительных приборов и устройств РЗА, значение Sсумм берется из табл. Для максимально нагруженной фазы.

$$R_{\text{каб}} = \frac{L}{F \cdot \gamma}$$

где L – длина кабеля, м;

γ – удельная проводимость материала кабеля, м/Ом·мм^2;

F – сечение жилы кабеля, мм^2.

Тогда в общем случае:

$$\Delta U = \frac{3S_{\text{сумм}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \frac{L}{F \cdot \gamma}$$

при наличии в цепи напряжения только счетчиков электроэнергии

$$\Delta U = \frac{3S_{\text{сч}} \cdot n_{\text{сх}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \frac{L}{F \cdot \gamma}$$

При $U_{\text{ном}}$=100 В получим, соответственно:

$$\Delta U = 0{,}03 \cdot S_{\text{сумм}} \cdot \frac{L}{F \cdot \gamma}$$

$$\Delta U\% = 0{,}03 \cdot S_{\text{сч}} \cdot n_{\text{сх}} \cdot \frac{L}{F \cdot \gamma}$$

Проверкой правильности выбора сечения жилы кабеля является выполнение условия:

$$U_{\text{факт}\%} \leq \Delta U_{\text{доп}\%}$$

Таблица 8.1 - Проверка загруженности вторичных обмоток TV1G ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино

Место установки	Устройство, подключенное к ТН	Потребление одной единицы (на фазу) Sт, ВА	Кол-во, шт.	Суммарное потребление (на фазу) Sустр, ВА	SΣ, ВА	Sдр, ВА	S'Σ, ВА	Принятая номинальная мощность Sном, ВА	0,25Sном	Соответствие условию 0,25Sном<S'Σ<Sном
Минимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,2										
ВЛ Икша 1 – Ермолино	РАС	0,5	1	0,5	4,2	10	14,2	30	7,5	Соответствует
	Измер. приборы	0,3	4	1,2						
	ДФЗ 1 комплект	0,5	1	0,5						
	ДФЗ 2 комплект	0,5	1	0,5						
	ДЗО	0,5	1	0,5						
	АУВ	0,5	2	1						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
ВЛ Икша 1 – Ермолино	ДФЗ 1 комплект	0,5	1	0,5	1,5	10	11,5	20	-	Не проверяется
	ДФЗ 2 комплект	0,5	1	0,5						
	РАС	0,5	1	0,5						
Максимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,2										
ВЛ Икша 1 – Ермолино	РАС	0,5	1	0,5	10,5	10	20,5	30	7,5	Соответствует
	Измер. приборы	0,3	10	3						
	ДФЗ 1 комплект	0,5	2	1						
	ДФЗ 2 комплект	0,5	2	1						
	ДЗО	0,5	4	2						
	АУВ	0,5	6	3						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
ВЛ Икша 1 – Ермолино	ДФЗ 1 комплект	0,5	2	1	2,5	10	12,5	20	-	Не проверяется
	ДФЗ 2 комплект	0,5	2	1						
	РАС	0,5	1	0,5						

Таблица 8.2 - Проверка загруженности вторичных обмоток TV2G ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино

Место установки	Устройство, подключенное к ТН	Потребление одной единицы (на фазу) Sт, ВА	Кол-во, шт.	Суммарное потребление (на фазу) Sустр, ВА	SΣ, ВА	Sдр, ВА	S'Σ, ВА	Принятая номинальная мощность Sном, ВА	0,25Sном	Соответствие условию 0,25Sном<S'Σ<Sном
Минимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,2										
ВЛ Белый Раст – Ермолино	РАС	0,5	1	0,5	4,2	10	14,2	30	7,5	Соответствует
	Измер. приборы	0,3	4	1,2						
	ДФЗ 1 комплект	0,5	1	0,5						
	ДФЗ 2 комплект	0,5	1	0,5						
	ДЗО	0,5	1	0,5						
	АУВ	0,5	2	1						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
ВЛ Белый Раст – Ермолино	ДФЗ 1 комплект	0,5	1	0,5	1,5	10	11,5	20	-	Не проверяется
	ДФЗ 2 комплект	0,5	1	0,5						
	РАС	0,5	1	0,5						
Максимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,2										
ВЛ Белый Раст – Ермолино	РАС	0,5	1	0,5	10,5	10	20,5	30	7,5	Соответствует
	Измер. приборы	0,3	10	3						
	ДФЗ 1 комплект	0,5	2	1						
	ДФЗ 2 комплект	0,5	2	1						
	ДЗО	0,5	4	2						
	АУВ	0,5	6	3						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
ВЛ Белый Раст – Ермолино	ДФЗ 1 комплект	0,5	2	1	2,5	10	12,5	20	-	Не проверяется
	ДФЗ 2 комплект	0,5	2	1						
	РАС	0,5	1	0,5						

Таблица 8.3 - Проверка загруженности вторичных обмоток TV1K 1с.ш. КРУ 10 кВ

Место установки	Устройство, подключенное к ТН	Потребление одной единицы (на фазу) Sт, ВА	Кол-во, шт.	Суммарное потребление (на фазу) Sустр, ВА	SΣ, ВА	Sдр, ВА	S'Σ, ВА	Принятая номинальная мощность Sном, ВА	0,25Sном	Соответствие условию 0,25Sном<S'Σ<Sном
Минимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,5										
1 сек. КРУ 10 кВ	Измер. приборы	0,3	8	2,4	6,4	5	11,4	30	7,5	Соответствует
	ЗМН, КЦН	0,5	1	0,5						
	ОЗТ МТЗ/U НН	0,5	1	0,5						
	РЗТ МТЗ/U ВН	0,5	1	0,5						
	ВВ МТЗ/U	0,5	1	0,5						
	АВР контроль U	0,5	1	0,5						
	РАС	0,5	1	0,5						
	АЧР	0,5	1	0,5						
	АРНТ	0,5	1	0,5						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
1 сек. КРУ 10 кВ	ОЗТ БНН КИ НН	0,5	1	0,5	2,5	5	7,5	30	7,5	Не проверяется
	РЗТ БНН	0,5	1	0,5						
	ВВ БНН	0,5	1	0,5						
	СЗЗ	0,5	1	0,5						
	РАС	0,5	1	0,5						
Максимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,5										
1 сек. КРУ 10 кВ	Измер. приборы	0,3	16	4,8	18,3	5	23,3	30	7,5	Соответствует
	ЗМН, КЦН	0,5	2	1						
	ОЗТ МТЗ/U НН	0,5	2	1						
	РЗТ МТЗ/U ВН	0,5	2	2						
	ВВ МТЗ/U	0,5	2	1						
	АВР контроль U	0,5	1	0,5						
	ЛВ МТЗ/U	0,5	12	6						
	РАС	0,5	1	0,5						
	АЧР	0,5	1	0,5						
	АРНТ	0,5	2	1						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
1 сек. КРУ 10 кВ	ОЗТ БНН КИ НН	0,5	4	2	14,5	5	19,5	30	7,5	Не проверяется
	РЗТ БНН	0,5	4	2						
	ВВ БНН	0,5	2	1						
	ЛВ МТЗ/U	0,5	16	8						
	СЗЗ	0,5	2	1						
	РАС	0,5	1	0,5						

Таблица 8.4 - Проверка загруженности вторичных обмоток TV2K 2 с.ш. КРУ 10 кВ

Место установки	Устройство, подключенное к ТН	Потребление одной единицы (на фазу) Sт, ВА	Кол-во, шт.	Суммарное потребление (на фазу) Sустр, ВА	SΣ, ВА	Sдр, ВА	S'Σ, ВА	Принятая номинальная мощность Sном, ВА	0,25Sном	Соответствие условию 0,25Sном<S'Σ<Sном
Минимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,5										
2 сек. КРУ 10 кВ	Измер. приборы	0,3	8	2,4	6,4	5	11,4	30	7,5	Соответствует
	ЗМН, КЦН	0,5	1	0,5						
	ОЗТ МТЗ/U НН	0,5	1	0,5						
	РЗТ МТЗ/U ВН	0,5	1	0,5						
	ВВ МТЗ/U	0,5	1	0,5						
	АВР контроль U	0,5	1	0,5						
	РАС	0,5	1	0,5						
	АЧР	0,5	1	0,5						
	АРНТ	0,5	1	0,5						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
2 сек. КРУ 10 кВ	ОЗТ БНН КИ НН	0,5	1	0,5	2,5	5	7,5	30	7,5	Не проверяется
	РЗТ БНН	0,5	1	0,5						
	ВВ БНН	0,5	1	0,5						
	СЗЗ	0,5	1	0,5						
	РАС	0,5	1	0,5						
Максимальный режим										
Обмотка «Звезда», кл. т. 0,5										
2 сек. КРУ 10 кВ	Измер. приборы	0,3	16	4,8	18,3	5	23,3	30	7,5	Соответствует
	ЗМН, КЦН	0,5	2	1						
	ОЗТ МТЗ/U НН	0,5	2	1						
	РЗТ МТЗ/U ВН	0,5	2	2						
	ВВ МТЗ/U	0,5	2	1						
	АВР контроль U	0,5	1	0,5						
	ЛВ МТЗ/U	0,5	12	6						
	РАС	0,5	1	0,5						
	АЧР	0,5	1	0,5						
	АРНТ	0,5	2	1						
Обмотка «Разомкнутый треугольник», кл. т. 3Р										
2 сек. КРУ 10 кВ	ОЗТ БНН КИ НН	0,5	4	2	14,5	5	19,5	30	7,5	Не проверяется
	РЗТ БНН	0,5	4	2						
	ВВ БНН	0,5	2	1						
	ЛВ МТЗ/U	0,5	16	8						
	СЗЗ	0,5	2	1						
	РАС	0,5	1	0,5						

Таблица 8.5 – Расчет потерь напряжения в цепях напряжения TV1G ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино

М.Е.	ОРУ 110 кВ ТН 110 кВ	Кабель						ΔU	$\Delta U_{доп}$, %	Соответ. ПУЭ 3.4.5 (Да/Нет)
		Марка	L, м	ρ, Ом мм²/м	Rкаб, Ом	S, ВА	ΔU %			
Измерительные приборы	ОРУ 110кВ ШЗН	КВВГнг(А)-LS 5х2,5	125	0,0175	0,875	20,5	0,54	0,54	1,5	Да
ДФЗ 1 комплект								0,54	3	Да
ДФЗ 2 комплект								0,54	3	Да
АУВ								0,54	3	Да
ДЗО								0,54	3	Да
РАС								0,54	3	Да

Таблица 8.6 – Расчет потерь напряжения в цепях напряжения TV2G ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино

М.Е.	ОРУ 110 кВ ТН 110 кВ	Кабель						ΔU	$\Delta U_{доп}$, %	Соответ. ПУЭ 3.4.5 (Да/Нет)
		Марка	L, м	ρ, Ом мм²/м	Rкаб, Ом	S, ВА	ΔU %			
Измерительные приборы	ОРУ 110кВ ШЗН	КВВГнг(А)-LS 5х2,5	150	0,0175	1,05	20,5	0,54	0,54	1,5	Да
ДФЗ 1 комплект								0,54	3	Да
ДФЗ 2 комплект								0,54	3	Да
АУВ								0,54	3	Да
ДЗО								0,54	3	Да
РАС								0,54	3	Да

Таблица 8.7 – Расчет потерь напряжения в цепях напряжения ТН 10 кВ

М.Е.	КРУ 10 кВ ТН 10 кВ	Кабель						ΔU	$\Delta U_{доп}$, %	Соответ. ПУЭ 3.4.5 (Да/Нет)
		Марка	L, м	ρ, Ом мм²/м	Rкаб, Ом	S, ВА	ΔU %			
Измер. приборы	Яч. №101 ТН 1 с.ш.	КВВГнг(А)-LS 5х2,5	40	0,0175	0,28	28,3	0,24	0,24	1,5	Да
ЗМН, КЦН								0,24	3	Да
ОЗТ МТЗ/U НН								0,24	3	Да
РЗТ МТЗ/U ВН								0,24	3	Да
ВВ МТЗ/U								0,24	3	Да
АВР контроль U								0,24	3	Да
ЛВ МТЗ/U								0,24	3	Да
РАС								0,24	3	Да
АЧР								0,24	3	Да
АРНТ								0,24	3	Да

Приложение А (Обязательное)
Задание на проектирование

Приложение №6
к Договору № Д208320-330739/ПИР
от 06.03.2025г.

СОГЛАСОВАНО
Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ

(подпись) **А.С. Куделин** (ФИО)

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ПАО «Россети Московский регион»

(подпись) **Д.Б. Гвоздев** (ФИО)

Идентификационный номер специалиста

П	И	-	1	2	2	5	1	8

24.10.2024

№153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024

Задание на проектирование

**по титулу «Строительство ПС 110 кВ Ермолино
с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью
25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ
Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино
и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»**

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

ООО „СвязьЭнергоСтрой"
(наименование организации)

Генеральный директор
(должность)

К.С. Рыбалко
(Ф.И.О.)

(подпись)

«_____» _____ 20__ г.

М.П.

ГИП Александров П.А.
(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

П	И	-	1	3	5	5	9	9	

Москва 2024 г.

1. Основание для проектирования

1.1. Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 22.12.2023 года №31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@», а также текущий проект ее корректировки.

1.2. Регламент подготовки, согласования и утверждения ТУ, ЗП и ПСД на сооружение, техническое перевооружение и реконструкцию объектов ПАО «Россети Московский регион» и объектов сторонних организаций, связанных с объектами ПАО «Россети Московский регион» (далее – регламент) в действующей редакции.

1.3. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский Регион» (ПС 110 кВ Ермолино) энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102 (договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20736(208320)).

2. Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации.

НТД указаны в приложении 1 к типовому заданию на проектирование ПАО «Россети». При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном приложении.

Также необходимо учесть следующие НТД:

– «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем» утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.

– ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока», утвержденный и введенный в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.10.2018 №51-пнст.

– ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».

– ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока».

– ГОСТ Р 71170-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проверка соответствия номинального тока отключения выключателей 110 кВ и выше расчетным уровням токов короткого замыкания. Нормы и требования».

– Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Министерства энергетики РФ от 03.08.2018 №630.

– Методические указания по проектированию энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ

Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 100 «Об утверждении правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики».

– Порядок раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденный приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.02.2023 № 82.

3. Заказчик

«Северные электрические сети» – филиал ПАО «Россети Московский регион».

4. Проектная организация (генеральный проектировщик)

Определяется по итогам конкурса (торгово-закупочных процедур по выбору подрядной организации на выполнение ПИР).

5. Сроки начала и окончания проектирования

Начало – с момента заключения договора на выполнение ПИР.

Окончание – сроки окончания договора ПИР.

6. Вид строительства и этапы разработки проектной документации.

6.1. Вид строительства: строительство.

6.2. Перечень инвестиционных проектов, работ и программ, с которыми требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному ЗП:

– Реконструкция воздушных участков ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки, ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки, ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст №3 по объекту: «Строительство улично-дорожной сети Индустриального парка "Дмитров". 1 очередь строительства» №153-13/152/2804 от 18.06.2024 (АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»).

6.3. До начала разработки проектной документации Проектировщик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком состав проекта, в соответствии с которым осуществляется дальнейшее проектирование и приемка выполненных работ.

6.4. Этапы разработки документации:

– **Выбор оптимального варианта проектирования (I этап проектирования)** – разработка и рассмотрение 2-3 вариантов проектирования на соответствие объемов реконструкции объемам, указанным в задании на проектирование, на корректность и реализуемость предлагаемых технических решений, на применимость выбранного оборудования, а также анализ технико-экономического сопоставления предложенных вариантов проектирования.

– **ОТР (II этап проектирования)** - разработка, обоснование и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования и Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (далее – Московское РДУ) основных технических решений (ОТР) по проектируемому объекту (в сроки, установленные соответствующим договором).

– **ПД (III этап проектирования)** - разработка, согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, Московским РДУ и сопровождение подрядчиком прохождения экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; обеспечение подрядчиком получения положительного заключения государственной/негосударственной экспертизы проектной документации (ПД), результатов инженерных изысканий и заключения о достоверности определения сметной стоимости объекта.

– **РД (IV этап проектирования)** - разработка и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования и Московским РДУ рабочей документации (РД) в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Основные технико-экономические показатели

Принять по утверждённым прогрессивным технико-экономическим показателям, нормам и аналогам. Предусмотреть мероприятия по снижению материалов и энергоёмкости, трудовых и финансовых затрат.

Проектно-сметная документация должна быть разделена на мероприятия, учтенные и не учтенные укрупненными нормативами цен.

Объем финансовых потребностей мероприятий, учтенных укрупненными нормативами цен, необходимых для выполнения работ по строительству (реконструкции) в сводно-сметном расчете, не должен превышать объема финансовых потребностей для данных мероприятий, рассчитанных в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.02.2024 №131 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

Сметную документацию выполнить согласно Методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (приказ Минстроя РФ от 04.08.2020 № 421/пр в действующей редакции) ресурсно-индексным методом с использованием Федеральной сметно-нормативной базы ФСНБ-2022 для объектов Московской области.

7. Основные характеристики проектируемого объекта.

7.1. В части ПС 110 кВ Ермолино и заходов от ВЛ 110 кВ Икша –

5

Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино:

Наименование мероприятия	Технологические решения
Номинальные напряжения (высший класс напряжения), кВ	110 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ	ОРУ 110 кВ КРУ 10 кВ
Тип схемы каждого РУ	ОРУ 110 кВ – схема «Четырехугольник» №7, КРУ 10 кВ – двухсекционное
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС	ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино, ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	ОРУ 110 кВ – 0 резервных ячеек КРУ 10 кВ – 0 резервных ячеек
Вид ЛЭП	ВЛ
Передаваемая мощность	Определяется при проектировании на основании расчета режимов
Длина трассы	Ориентировочная длина реконструируемого участка уточняется при проектировании.
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Уточняется при проектировании.
Выделение этапов реконструкции	Без этапов
Общие требования к оборудованию ПС	1. Применяемое оборудование должно быть аттестовано в ПАО «Россети», соответствовать требованиям технической политики ПАО «Россети», Приказа ПАО «Россети» от 29.03.2019 г. №64 «Об утверждении стандартов организации» и Методических указаний ПАО «Россети Московский регион», Российским стандартам и быть сертифицированными в установленном порядке. 2. Выключатели 10-110 кВ: – привод выключателей 10-110 кВ должен быть энергонезависимым и запитан от СОПТ; – выключатели 10 кВ должны быть вакуумные; – выключатели 110 кВ должны быть элегазовые; – рассмотреть возможность оснащения автоматизированной системой мониторинга и диагностики (давление элегаза, коммутационный ресурс и др).

6

Наименование мероприятия	Технологические решения
	3. Измерительные трансформаторы: – применить цифровые или рассмотреть возможность оснащения аналоговых устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов (АЦП). 4. Силовые трансформаторы: Установка трансформаторов должна быть с применением поворотных катков с ребордой. Уклон крышки бака должен быть заложен в конструкцию трансформатора. Конструкция трансформатора должна обеспечить отсутствие необходимости подпрессовки обмоток и магнитопровода на весь срок службы трансформатора. При изготовлении трансформатора применять технологии и материалы, влияющие на потери в сторону уменьшения; Трансформатор должен быть оборудован: – необслуживаемыми воздухоосушителями; – автоматическими предохранительными клапанами с контактным устройством сигнализации срабатывания; – переключателем РПН вакуумного исполнения обладающим повышенным коммутационным ресурсом до первой ревизии не менее 300 000 переключений; – приводом РПН на виброгасителях; – пластинчатыми радиаторами системы охлаждения с противокоррозионным покрытием; – уплотняющей резиной со сроком службы не менее 30 лет; – газовым реле типа BF80 (или аналог) с двумя парами сигнальных и отключающих контактов; – струйным реле типа RS 2001 (или аналог) с двумя парами отключающих контактов; – защитной гибкой плёнкой для защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом (для трансформаторов мощностью 25 МВА и выше) и отсечным клапаном от ухода масла из расширительного бака; – высоковольтными вводами с твердой изоляцией; – фланцевыми соединениями с проточкой под кольцевую уплотняющую резину; – болтовым соединением разъёма бака; – устройством постоянной очистки масла - термосифонным фильтром; – устройством отбора газа из газового реле с уровня установки трансформатора; – табличкой-шильдиком, закрепляемой на баке трансформатора, с указанием основных параметров: тип трансформатора; номинальная мощность по обмоткам;

7

Наименование мероприятия	Технологические решения
	номинальные токи и напряжения по обмоткам; напряжения короткого замыкания между обмотками; ток холостого хода; потери холостого хода и короткого замыкания; – схема соединения обмоток; количество фаз; номинальная частота; массово-габаритные параметры; таблица напряжений по положениям переключателя и соответствующего положению тока; диапазон регулировки напряжения; заводской №; год выпуска; – завод – изготовитель; – измерителями-сигнализаторами температуры и уровня масла с преобразователями. – оснащенные фланцами с шаровыми кранами для возможности подключения автоматизированной системы мониторинга и диагностики (АСМД). 5. КРУ 10 кВ: – ячейки КРУ должны быть двухстороннего обслуживания и иметь конструкцию предусматривающую перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при закрытой фасадной двери; – все заземляющие ножи в КРУ должны быть быстродействующие с пружинным механизмом; – ТН 10 кВ должны быть 4х обмоточные с тремя вторичными обмотками (по одному на секцию); – соединение шин в КРУ должно быть выполнено с применением тарельчатых шайб; – исполнение ячеек КРУ 10 кВ должно быть со средним выкатом; – моторизированный привод вката/выката в ремонтное положение тележек выключателей КРУ – ячейки КРУ 10 кВ должны быть оснащены технологическим видеонаблюдением, позволяющим контролировать положение втычных контактов выключателя; – оснащены встроенной системой автоматизированного on-line контроля нагрева контактных соединений и концевых муфт. Требования к системе on-line мониторинга температуры контактных соединений и концевых муфт в КРУ 10 кВ: – отсутствие необходимости технического обслуживания системы в течение всего срока службы КРУ 10 кВ; – беспроводная передача сигнала о нагреве от измеряющего датчика к считывателю (контроллеру); – отсутствие гальванических элементов питания датчиков или считывателей сигнала; – минимальная стоимость системы, незначительно влияющая на конечную общую стоимость продукции в целом;

8

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– отсутствие элементов системы, имеющих риски влияния на надежность защищаемого электрооборудования. 6. Система собственных нужд: – степень защиты корпусов шкафов должна быть не менее IP 43; – автоматы отходящих присоединений должны быть стационарные; – в каждом шкафу отходящих линий должны быть установлены групповые рубильники; – степень секционирования внутреннего объёма шкафа должна быть не менее 3b. 7. СОПТ, аккумуляторная батарея: – емкость одной АБ на ПС должна обеспечивать питание от одной АБ всех потребителей СОПТ ПС в течение не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20 %) при отсутствии подзаряда АБ; – АБ должна иметь срок службы не менее 20 лет; – кабели «+» и «-» от АБ до ЩПТ должны быть проложены по разным трассам либо в одном диэлектрическом лотке, но в раздельных отсеках; – для соединения элементов АБ должны быть применены гибкие перемычки и болтовые соединения; 8. Блокировка ПС: – питание блокировки ПС должно осуществляться от ЩПТ через шкаф питания оперативной блокировки разъединителей предусматривающий электрическое разделение цепей с применением не менее 3х работающих параллельно преобразователей DC/DC. 9. Применять стационарные лестницы с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование, стационарных анкерных точек (анкерных столбов), либо с предустановкой анкерной линии и использования средства защиты втягивающего типа, либо с применением телескопических анкерных столбов для работы на оборудовании ПС 35 кВ и выше, где есть риск падения с высоты более 1,8 м (выключатели, трансформаторы (автотрансформаторы) и т.д.). Места установки и типы стационарных средств защиты от падения с высоты определить проектом. 10. Применять в зданиях и сооружениях распределительных устройств 10 кВ устройства отпугивания животных. 11. Применять в качестве опорно-стержневых изоляторов и на разъединителях полимерные изоляторы, в основе опорного элемента которых используется стеклопластиковый стержень. В качестве подвесной изоляции на ПС применять стеклянную или

9

Наименование мероприятия	Технологические решения
	полимерную изоляцию в соответствии с требованием Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 г. №429р. 12. Обеспечить наличие на ПС информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 24.08.2021 №407 и Приказа ПАО «Россети Московский регион» от 04.12.2020 № 1225 «О размещении на информационных знаках и плакатах идентификационных QR-кодов». 13. Предусмотреть для силовых (авто)трансформаторов и распределительных устройств дополнительное ограждение, состоящее из оцинкованного каркаса (металлические стойки) и оцинкованной металлической сетки, с учетом допустимых расстояний согласно требованиям ПУЭ и ПОТЭЭ от оборудования до ограждающих конструкций. Металлические стойки и секции из металлической сетки должны быть съемными для возможности его быстрого демонтажа и обслуживания, а также беспрепятственного доступа спецтехники и персонала для безопасного выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ПС. Высота ограждающих конструкций определяется проектом. 14. Арматура секций и систем шин 6-220 кВ ОРУ выполненных гибкой ошиновкой с неразборными соединениями и аппаратных зажимов электрооборудования должна соответствовать стандарту СТО 34.01-2.2-009-2016 «Арматура для воздушных линий электропередачи напряжением 6-110 кВ с защищенными проводами. Общие технические требования», в части требований к конструкции арматуры.
Количество и мощность силовых трансформаторов	Т-1 мощностью 25 МВА (110/10 кВ), Т-2 мощностью 25 МВА (110/10 кВ). Мощность устанавливаемых на ПС 110 кВ Ермолино трансформаторов уточнить проектом в соответствии с пунктом 196, 198 «Методических указаний по проектированию развития энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.
Реконструкция и технологические решения	**В части заходов:** Выполнить сооружение заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст №3 до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ермолино методом заход-выход с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино, ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино (марку, сечение провода и грозотроса, исполнение ЛЭП определить проектом). Величина наибольшего рабочего напряжения кабеля и электросетевого оборудования 110 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд

10

Наименование мероприятия	Технологические решения
	номинальных и наибольших рабочих напряжений» и составлять не менее 126 кВ. **В части ПС:** Установить два силовых трансформатора напряжением 110/10 кВ номинальной мощностью 25 МВА каждый, оснащенных РПН (тип и мощность определить проектом). Соорудить РУ 110 кВ по схеме 110-7 «Четырехуголник» с установкой четырех элегазовых выключателей 110 кВ. Отключающую способность устанавливаемых выключателей определить проектом. Соорудить новое двухсекционное КРУ 10 кВ, позволяющее разместить 14 линейных ячеек (по 7 линейных ячеек на каждую секцию) с возможностью установки дополнительных секций КРУ 10 кВ. Смонтировать по 4 линейные ячейки на каждую секцию с вакуумными выключателями. Тип, количество ячеек и отключающую способность устанавливаемых выключателей определить проектом. Выполнить строительство здания ОПУ совмещенного со зданием КРУ с размещением щита собственных нужд, щита постоянного тока, двух АБ, щита управления и релейного зала. Обеспечить минимизацию площади здания и помещений ОПУ и КРУ. Схему фазировки цепей первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго № 41-24/93 от 20.07.1981 г. «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов». Компоновочными решениями предусмотреть на ПС 110 кВ Ермолино место и возможность для расширения РУ 110 кВ 110-7 «Четырехугольник» до схемы РУ 110 кВ 110-8 «Шестиугольник», установки трансформаторов 110/35/10 (6) кВ мощностью не менее 25 МВА, сооружения РУ 35 кВ и дополнительного РУ 10 (6) кВ.
Система собственных нужд	Организовать систему собственных нужд с установкой двух трансформаторов собственных нужд, подключенных к шинам РУ-10 кВ сооружаемого РУ-10 кВ. Мощность устанавливаемых ТСН определить проектом.
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	Организовать систему постоянного оперативного тока с установкой двух аккумуляторных батарей. Емкость АКБ определить проектом. Выполнить предпусковой диагностику состояния системы оперативного постоянного тока с привлечением специализированных организаций.
Требования к	1. Объем реконструкции ВЛ определить проектом.

11

Наименование мероприятия	Технологические решения
разделу ЛЭП	2. Работы в охранных зонах ВЛ должны проводиться по согласованию с филиалом ПАО «Россети Московский регион» - Северные электрические сети (далее – Филиал). 3. Прохождение ВЛ по новым трассам определить проектом. Получить землеотвод под новые трассы ВЛ. 4. Новые трассы ВЛ выбрать в соответствии с требованиями «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009г. №160 и Правил Устройства Электроустановок (ПУЭ) 7 издание. 5. Обеспечить оформление прав на земельные участки, необходимые для обеспечения строительства, а также оформление в пользу ПАО «Россети Московский регион»» прав землепользования в объеме прав для эксплуатации реконструируемых электросетевых объектов (собственность, аренда), в том числе, при необходимости, права ограниченного доступа на чужой земельный участок (сервитут). 6. Прохождение ВЛ по новым трассам согласовать со всеми собственниками объектов, попадающих в новые охранные зоны. 7. По окончании переустройства выполнить комплекс землеустроительных и кадастровых работ по корректировке охранной зоны с целью ее соответствия с фактическим расположением ВЛ и последующим внесением данных изменений в ФГКУ Росреестр. Провести техническую инвентаризацию с оформлением технических и кадастровых паспортов. 8. В соглашениях (договорах) с подрядными организациями, выполняющими работы в охранной зоне ВЛ, должны предусматриваться штрафные санкции за повреждение имущества, принадлежащего ПАО «Россети Московский регион» и производство работ в охранной зоне ЛЭП без согласования с Филиалом, а также компенсацию ущерба, нанесенного третьим лицам. 9. В качестве грозозащитного троса применить канат стальной, выполненный по СТО 56947007-29.060.50.015-2008, аттестованный ПАО «Россети» или ОКГТ (уточнить при проектировании). Сечение грозозащитного троса определить проектом. 10. На стадии проектирования одним из приоритетных вариантов рассмотреть возможность применения инновационных проводов Российского производства со стальным сердечником с профилированными проволоками верхних повивов (Z-образные, Ω-образные, стреловидные), а также с повышенными прочностными и (или) температурными

12

Наименование мероприятия	Технологические решения
	характеристиками. Марку и сечение провода определить проектом. 11. Применить унифицированные металлические опоры с числом цепей не более двух. 12. Для заходов на ПС применить концевые анкерные опоры. 13. На переходах через инженерные сооружения (АД, ЖД, ВЛ и т.д.) применить анкерные металлические опоры, крепление проводов к опорам выполнить сдвоенными гирляндами изоляторов с раздельным креплением к траверсам опор. 14. Исключить применение опор с вертикальным расположением цепей одна над другой. 15. При проектировании ЛЭП на стадии основные технические решения в разделе технико-экономическое обоснование в качестве одного из решений рассмотреть вариант применения опор, выполненных из композитных материалов или из гнутого профиля. 16. Провести инструментальное обследование технического состояния сохраняемых в результате проведения реконструкции опор и фундаментов. 17. Для участков ЛЭП, проходящих по лесам заповедников, заказников и лесопарковым зонам в качестве альтернативных решений рассматривать варианты с применением высотных опор. 18. Для обеспечения мониторинга и наблюдаемости состояния ВЛ 110 кВ на проводах около концевых опор в сторону ПС Икша и в сторону ПС Белый Раст установить Программно-аппаратные комплексы на базе модулей дистанционной диагностики (МДД), предназначенные для диагностики состояния воздушных линий электропередачи в режиме реального времени, получения основных физических параметров линии, а также информирования о возникновении аварийных ситуаций и прогнозирования вероятности их возникновения. 19. Предусмотреть установку изолирующих шлейфов на анкерных опорах ВЛ 110 кВ для предотвращения аварийных отключений по причине перекрытия изоляционного промежутка в результате жизнедеятельности птиц и посторонних воздействий. Шлейф должен быть выполнен по ТУ-3449-001-52819896-2018 из проводника СИП-7 и иметь с двух сторон аппаратные зажимы. В качестве натяжных зажимов применить прессуемые зажимы типа НАС-В. 20. К проекту приложить данные о пространственном положении электросетевых объектов до начала и после строительно-монтажных работ (в формате ESRI Shapefile, система координат WGS-84), с указанием наименования и

13

Наименование мероприятия	Технологические решения
	характеристик объекта. Отдельно передать геопривязанный генеральный план строительства/реконструкции в виде PDF и DFX-проектов. 21. На металлических опорах, в том числе опорах со стационарными лестницами для подъема, предусмотреть устройство стационарных жестких анкерных линий с возможностью дальнейшего применения средств защиты ползункового типа, а также стационарных анкерных точек для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте (на траверсах опор). Жесткие анкерные линии и средства защиты ползункового типа должны быть выполнены по ГОСТ Р 58193/EN 353-1:2014. Средства защиты ползункового типа должны входить в комплект поставки ЖАЛ. 22. В соответствии с требованиями СТО 34.01-2.2-016-2016 «Маркеры для воздушных линий электропередачи» для обозначения проводов и тросов ВЛ, в целях раннего обнаружения их пилотами воздушных судов и перевозчиками негабаритных грузов по автодорогам, железным дорогам и водоемам, предусмотреть подвеску маркеров (сигнальных шаров-маркеров для обнаружения в светлое время суток, сигнальных ламп (заградительных огней) для ночного обнаружения). Исключить применение для монтажа шаров маркерных крепежных деталей и спиральной арматуры выполненных из магнитных материалов. С целью снижения нагрузки на провода ЛЭП при проектировании одним из вариантов рассматривать применение маркерного шара, совмещающего в себе дневную и ночную маркировку. 23. При прохождении ВЛ по населенной местности руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.210-2.5.219 и Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*. СП 42.13330.2016, утвержденного Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 30 декабря 2016 г. № 1034/пр. 24. В целях обеспечения безопасности населения и предотвращения вандализма необходимо предусмотреть на опорах защитные устройства, препятствующие несанкционированному подъему на опоры посторонних лиц. 25. Расстояние по горизонтали от проекции крайних проводов на землю до границ земельных участков жилой зоны должно соответствовать пунктам 2.5.217 и 2.5.218 ПУЭ 7 издание.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	26. При пересечении и сближении ВЛ между собой руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.220-2.5.230. 27. При пересечении водных пространств руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.268-2.5.272. 28. При пересечении и сближении ВЛ со взрывопожароопасными установками и трубопроводами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.278-2.5.290. 29. При пересечении и сближении ВЛ с автомобильными дорогами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.256-2.5.263. 30. При пересечении и сближении ВЛ с железными дорогами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.249-2.5.255. 31. При пересечении, сближении или параллельном следовании ВЛ с трамвайными и троллейбусными линиями руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.264-2.5.267. 32. При сближении ВЛ с аэродромами и вертодромами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.291-2.5.292, Федеральными авиационными правилами «Требования, предъявляемые к аэродромам, предназначенным для взлета, посадки, руления и стоянки гражданских воздушных судов», утвержденными приказом Министерства транспорта РФ от 25.08.2015 г. №262. 33. При пересечении и сближении ВЛ с сооружениями связи, сигнализации и проводного вещания руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.231-2.5.248. 34. На опорах ВЛ на высоте 2 – 3 метров должны быть нанесены постоянные знаки в соответствии с п.2.5.23 ПУЭ 7 издания. Внешний вид и размеры постоянных знаков должны соответствовать Методическим указаниям по нанесению диспетчерских наименований, информационных знаков и знаков безопасности на электросетевые объекты 0,4-220 кВ ПАО «Россети Московский регион». 35. В соответствии с требованиями СТО 34.01-24-001-2015 «Единый контент и стиль информационного сопровождения профилактики электротравматизма в электросетевом комплексе» предусмотреть установку знаков безопасности и информационных щитов. 36. Для обеспечения безопасного подъема на опору, без отключения ВЛ, наименьшие изоляционные расстояния по воздуху от проводов и арматуры, находящихся под

Наименование мероприятия	Технологические решения
	напряжением, до заземленных частей опор должны быть 150 см для ВЛ 110 кВ согласно ПУЭ 7 издания п. 2.5.125 табл. 2.5.17. 37. На реконструируемых и вновь строящихся участках произвести покраску опор в корпоративную символику в соответствии с Приложением 1 к Положению об управлении фирменным стилем ПАО «Россети Московский регион». 38. Пересечения двухцепных ВЛ 110 кВ с ВЛ 35-750 кВ, должно быть выполнено в соответствии с п.2.5.226 ПУЭ 7 издания в разных пролетах пересекающей ВЛ, разделенных анкерной опорой. 39. Применить линейную подвесную стержневую цельнолитую кремнийорганическую полимерную изоляцию с кислотостойким стержнем для IV степени загрязнения атмосферы с индикатором пробоя изоляции. 40. В качестве поддерживающих и обводных гирлянд предусмотреть установку изоляции с ПЗУ барьерного типа и с индикатором пробоя. 41. Применить многочастотные, безынерционные или широкополосные гасители вибрации. 42. Предусмотреть установку на опорах птицезащитных нетравмирующих антиприсадочных устройств для исключения гибели птиц и защиты ВЛ от загрязнений. 43. Для защиты от перекрытия изоляции ВЛ металлизированными лентами воздушных шаров, фольгированными воздушными шарами и другими токопроводящими объектами, а также для обеспечения препятствия перемещению птиц вдоль проводов ВЛ и горизонтально расположенных изоляторов предусмотреть установку на провода защитных экранов типа ЭЗШ. 44. Применить спиральную арматуру, выполненную из немагнитных материалов. 45. С целью обеспечения требуемых габаритов ВЛ рассмотреть вариант установки изолирующих траверс в качестве изолирующих подвесок на промежуточных опорах. 46. Минимальный габарит по вертикали при наибольшей стреле провеса проводов ВЛ 110 кВ до земли должен быть не менее 10 метров, до полотна автодороги – не менее 12 метров. 47. При пересечении и сближении с автодорогами расстояние по горизонтали от опор ВЛ до полотна автодороги должно соответствовать требованиям пунктов 2.5.256 – 2.5.263 ПУЭ 7 издания. Опоры ВЛ должны быть расположены за пределами полосы отвода ЖД. 48. При строительстве ВЛ необходимо обеспечить свободный подъезд автотранспорта к опорам, устанавливаемым

Наименование мероприятия	Технологические решения
	в новых местах, а также в проектной документации указать схемы технологических проездов к ВЛ. 49. При прохождении ВЛ по лесным массивам ширина просеки должна соответствовать охранной зоне: для ВЛ 110 кВ – 20 метров по горизонтали от проекции крайних проводов на землю в обе стороны от ВЛ. В проекте предусмотреть вырубку ДКР, угрожающих падением на провода деревьев, утилизацию порубочных остатков и вывоз деловой древесины с просеки ВЛ. 50. Разработать проект производства работ, предусматривающий минимальное время отключения действующих ВЛ. 51. В сметной документации предусмотреть затраты на демонтаж существующих участков ВЛ, с вывозом и передачей материалов на склад Филиала. 52. Заключить соглашение с Филиалом о взаимодействии и порядке проведения эксплуатационных работ на участках совпадения охранных зон ВЛ и железной дороги (п.13 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»). 53. Для всего применяемого при реконструкции ВЛ оборудования срок от даты его изготовления до поставки в ПАО «Россети Московский регион» должен быть не более 1 года. Оборудование должно быть новым, ранее не использованным. 54. Организация, разрабатывающая проект переустройства ВЛ, должна не менее чем за шесть месяцев до включения линий предоставить в Московское РДУ и в ПАО «Россети Московский регион»» следующие данные: – поопорный план (типы опор, длины пролетов между опорами, марки проводов и тросов в пролетах); – схему коридоров взаимоиндукции (показать трассу новой ВЛ, с какой ВЛ она идет на одних опорах, если на разных опорах, но в одном коридоре – указать расстояние между осями ВЛ). 55. В проектно-сметной документации предусмотреть затраты на проведение работ по замеру наведенного напряжения. Протоколы измерений наведенного напряжения приложить к передаваемой документации. 56. В проектно-сметной документации предусмотреть затраты на технический надзор во время строительства, приемку ЛЭП в эксплуатацию и благоустройство земельных участков после реконструкции. 57. Проектирование выполнить в соответствии со следующими документами: – Правила устройства электроустановок 6, 7 издание;

17

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации; – Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.55.192-2014; – Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160; – Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (новая редакция); – Методические указания по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов; – Методические указания по нанесению диспетчерских наименований, информационных знаков и знаков безопасности на электросетевые объекты 0,4-220 кВ ПАО «Россети Московский регион». – Правила использования лесов для строительства, реконструкции, эксплуатации линейных объектов; – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок; – Средства защиты от падения с высоты ползункового типа на жесткой анкерной линии. Общие технические требования. ГОСТ Р 58193/EN 353-1:2014. – Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения; – Нормы аварийного запаса материалов и оборудования для восстановления воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше НР 34-70-002-82; – СП 48.13330.2011. Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12.01-2004; – Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*. СП 42.13330.2016. – СП 12-136-2002. Свод правил по проектированию и строительству. Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ; – Стандарт организации ПАО «Россети». СТО 34.01-2.2-016-2016 «Маркеры для воздушных линий электропередачи»;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Стандарт организации ПАО «Россети». СТО 34.01-24-001-2015 «Единый контент и стиль информационного сопровождения профилактики электротравматизма в электросетевом комплексе»; – Стандарт организации. Грозозащитные тросы для воздушных линий электропередачи 35-750 кВ. Технические требования. СТО 56947007-29.060.50.015-2008 с изменениями от 30.10.2014; – Альбом унифицированных проектных решений по установке специальных птицезащитных устройств на опоры воздушных линий электропередачи. СПЗУ.ТПР.001. – Альбом типовых проектных решений по установке индикаторов короткого замыкания серии «Практик» на ВЛ 6-110 кВ. ИКЗП.ТПР.001. – РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»; – Инструкция по организации производства работ сторонних организаций в охранных зонах воздушных (кабельных) линий электропередачи напряжением 35-500 кВ ПАО «Россети Московский регион»; – Регламент допуска персонала подрядных организаций для выполнения работ на объектах ПАО «Россети Московский регион». Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующими на момент разработки проектно-сметной документации. Настоящее ЗП не предоставляет право на проведение работ в охранных зонах ЛЭП.
Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания	1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области на год завершения каждого этапа сооружения объекта электроэнергетики и на Расчетный период[1], для характерных режимов, указанных в пункте 2 настоящего раздела. 2. В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний

[1] Последний год периода, на который разработаны схема и программа развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), актуальной на момент разработки проектной документации.

19

Наименование мероприятия	Технологические решения
	по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок. При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня. Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто-)трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети. На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима. В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов. 3. В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности и определены вид, количество, номинальные параметры и точки подключения СКРМ в районе размещения объекта проектирования на год ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период, необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН трансформаторов (автотрансформаторов), включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установки регулируемых СКРМ должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты. В разделе должна быть произведена проверка БСК (иных СКРМ, имеющих в своем составе БСК) на возможную перегрузку токами высших гармоник и отсутствие условий для возникновения резонансных явлений при исходных фактических значениях, гармонических составляющих напряжения на шинах подстанции, к которой присоединяется БСК. Информация о фактических значениях показателей

Наименование мероприятия	Технологические решения
	качества электроэнергии предоставляется Заказчиком. Мероприятия по компенсации реактивной мощности и поддержанию требуемых уровней напряжения на объектах электроэнергетики рассматриваемого района электрической сети, определенные проектом, необходимо выполнить до окончания сооружения ПС 110 кВ Ермолино и заходов ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3. 4. В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 110 кВ и выше на год ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период. По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающего напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ (в том числе оборудования кабельных систем 110 кВ и выше по термической стойкости и напряжению на экране кабеля), обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 110 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.). 5. В составе раздела должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к объекту проектирования для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, на год ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период с учетом этапности сооружения существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок. По результатам расчетов должны быть определены: – предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– необходимые виды, объемы и дискретность управляющих воздействий ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима. 6. Величина наибольшего рабочего напряжения электросетевого оборудования 10 кВ и 110 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 12 кВ и 126 кВ соответственно. 7. Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания выполнить с учетом актуальной СиПР ЭЭС России. 8. При применении схемно-режимных мероприятий по вводу параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, данные мероприятия должны быть проверены на допустимость их выполнения с учетом требований Методических указаний по устойчивости энергосистем и исходя из обеспечения соответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания. Расчетные результаты проверки должны быть представлены в дополнение к прочим результатов расчетов. Применение схемно-режимных мероприятий, приводящих к переводу электроснабжения потребителей в «тупиковом режиме», должно быть проверено на допустимость применения с учетом требований к категории электроснабжения. 9. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания», принципиальную схему электрических соединений объекта сооружения на бумажном носителе и в электронном виде в формате .pdf (Adobe Acrobat Reader) с поясняющими рисунками и схемами без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц.
Расчетные модели	1. Расчеты установившихся электроэнергетических режимов и расчеты действующего значения основной гармоники периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания, выполняемые в соответствии с требованиями раздела «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания» настоящего задания на проектирование, должны осуществляться с использованием расчетных моделей, сформированных на основании перспективных расчетных моделей электроэнергетической системы или их фрагментов, полученных от АО «СО ЕЭС» (филиала АО «СО ЕЭС») в соответствии с Порядком раскрытия цифровых

Наименование мероприятия	Технологические решения
	информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.02.2023 № 82 (далее – расчетные модели). 2. Расчетные модели формируются для каждого этапа сооружения ПС 110 кВ Ермолино и на Расчетный период. 3. К томам с результатами расчетов установившихся режимов и расчетов действующего значения основной гармоники периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания, направляемой на согласование в адрес Московского РДУ, должны быть приложены расчетные модели с учетом определенных в проектной документации технических решений по развитию электрических сетей (при первичном направлении результатов расчетов и при внесении изменений в направленные ранее расчетные модели).
Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	**В части заходов**: 1. Предусмотреть наличие в проектной документации данных по проводимости (удельному сопротивлению) грунтов ВЛ 110 кВ. 2. При применении двухцепных опор, наличии пересечений и прохождении ВЛ в одном коридоре с другими ВЛ, учесть в смете проведение работ по замерам наведенного напряжения после монтажа ВЛ 110 кВ. Протоколы измерений наведенного напряжения приложить к передаваемой документации. 3. На двухцепных ВЛ 110 кВ и выше для снижения количества двухцепных грозовых перекрытий применить усиление изоляции одной из цепей на 20-30 % по сравнению с изоляцией другой цепи (ПУЭ п 2.5.128). **В части ПС**: 1. Применить для защиты от перенапряжений взрывобезопасные необслуживаемые ОПН 110, 10 кВ с полимерной (силиконовой) изоляцией. 2. Предусмотреть оснащение ОПН 110 кВ приборами контроля тока проводимости под рабочим напряжением для выявления разрядных процессов и предотвращения аварийного выхода ОПН из строя. 3. Для РУ 10 кВ выполнить предварительный расчет емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ. С учетом полученных значений и перспективы развития сети выбрать оборудование компенсации емкостных токов (реактор

Наименование мероприятия	Технологические решения
	заземляющий дугогасящий плавнорегулируемый однофазный масляный с автоматическим регулированием, трансформатор подключения ДГР соответствующей мощности на каждой секции 10 кВ). Предусмотреть оснащение ДГР микропроцессорным блоком автоматического регулирования. Требования к автоматике настройки ДГР определяются в разделе противоаварийной и режимной автоматики. 4. Предусмотреть в проекте выполнение предпусковой диагностики (с учетом требований электромагнитной совместимости) заземляющего устройства ПС с выдачей паспорта ЗУ и схемой построения защитных зон молниеотводов. 5. Для обеспечения эксплуатации устанавливаемого оборудования обеспечить комплектование персонала службы диагностики филиала диагностическими приборами (мост переменного тока, мост постоянного тока, тепловизионная камера, установка для испытания трансформаторного масла (п.9.5, п.9.8, 9.20, 9.21 СТО 34.01-23.1-001-2017)). Технические спецификации подготовить и согласовать в рамках проектной документации.
Электромагнитная совместимость	На ПС должны быть выполнены следующие требования инструкций и методических указаний по ЭМС: – Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО-153-34.21.122-2003, утвержденной приказом Минэнерго России 30.06.2003 №280, Москва, изд-во МЭИ, 2004г. – «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» РД 153-34.0-20.525-00, Москва, СПО ОРГРЭС, 2000 г. – «Методические указания по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» СО 34.35.311-2004, утвержденными заместителем правления РАО ЕЭС «России» В.П. Ворониным 03.02.2004 г., Москва, изд-во МЭИ, 2004 г. – Для обеспечения ЭМС необходимо: – выполнить в составе проекта отдельный том по обеспечению ЭМС; – в соответствии с актом обследования электромагнитной обстановки на подстанции выполнить необходимый объем работ по обеспечению ЭМС; – проводить повторную проверку электромагнитной обстановки после завершения работ по обеспечению ЭМС, предписанных актом; – по открытой части ПС кабели вторичной коммутации должны прокладываться в лотках, соответствующих всем требованиям по электромагнитной совместимости (ЭМС);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– в составе тома по ЭМС представить отчёт о выполнении требований инструкций по ЭМС по результатам повторной проверки электромагнитной обстановки и расчёт допустимости протекания по экранам кабелей токов КЗ; – применять микропроцессорные терминалы защит успешно прошедшие испытания на электромагнитную совместимость в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 «Требования к помехоустойчивости технических средств, установленных на электрических станциях и подстанциях», а также требованиям стандарта МЭС 61850 раздел 3; – в проекте предусматривать финансирование работ по проверке электромагнитной обстановки на подстанции и устранение выявленных недочётов.
Релейная защита и автоматика (РЗА)	1. Проектирование релейной защиты и автоматики и последующие строительно-монтажные и пусконаладочные работы по РЗиА выполнить в соответствии с результатами предпроектного обследования объекта с учётом следующих нормативно-технических документов: – «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем» (РД СТО 34.01-4.1-011-2020); – Распоряжение ОАО «МОЭСК» №203р от 20.03.2014 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики»; – Распоряжение ОАО «МОЭСК» №385р от 09.06.2014 года «Об утверждении требований к оформлению схем размещения защит». – Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №100 «Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики». 2. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учётом требований изготовителей устройств РЗА, приложения Б ПНСТ 283 2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока» и ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	3. Определение времени до насыщения устанавливаемых/заменяемых ТТ должны производиться в соответствии с ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях». 4. Необходимый объем модернизации, реконструкции, замены устройств релейной защиты и автоматики определить проектом. 5. Разработать алгоритмы АПВ ЛЭП 110 кВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.). 6. Релейную защиту и автоматику ПС 110 кВ Ермолино выполнить с использованием микропроцессорных (МП) терминалов, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния. 7. Необходимо обеспечить обязательное привлечение производителя оборудования РЗА на инженерное сопровождение проекта, включающее контроль стадии проектирования, приемку из наладки и один цикл технического обслуживания. 8. Проектом должно быть предусмотрено применение специализированных проверочных устройств и программного обеспечения для вновь устанавливаемого комплекса РЗА для проведения испытаний ТТ 6-110 кВ, оборудования ВЧ защит (ДФЗ, в том числе противоаварийную автоматику), оборудования сложных и простых защит, переносной АРМ на базе Notebook для проведения плановых проверок 9. Предусмотреть поставку ЗИП в количестве 1 устройства РЗА каждого типоисполнения. 10. В состав проектной документации по РЗА должна входить пояснительная записка, включающая проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмы функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с изменением параметров линий, а также для подтверждения принципов выполнения и уточнения качественного и количественного состава существующих устройств РЗА в прилегающей сети, а также устройств РЗА предусмотренных к установке. 11. Технические требования по РЗА: 1. Линии 110 кВ: 1.1.1. На сооружаемой ПС 110 Ермолино для каждой

Наименование мероприятия	Технологические решения
	ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино должно быть установлено по два комплекта основных защит каждой транзитной линии 110 кВ на МПТ. Защиты должны быть функционально совместимы с установленными со стороны ПС 750 кВ Белый Раст и ПС 110 кВ Икша I. 1.1.2. На сооружаемой ПС 110 Ермолино для каждой ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино должно быть установлено по одному комплекту резервных защит на МПТ. 1.1.3. Комплекты основных защит должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям. 1.1.4. На реконструируемой ПС на каждой ВЛ 110 кВ длиной 5 км и более, а также на каждой КВЛ 110 кВ с кабельными вставками по концам линии, длиной воздушного участка 5 км и более, при этом суммарная длина кабельных вставок не должна превышать 20% всей длины КВЛ, должно быть установлено устройство ОМП на МПТ. Место установки прибора ОМП согласовать с УРЗА ЭС ПАО «Россети Московский регион» и СРЗА Московского РДУ по принадлежности и диспетчерскому управлению оборудования. 1.1.5. На сооружаемой ПС 110 Ермолино на каждой ВЛ 110 кВ должны быть установлены комплекты АУВ на МП терминалах. 1.1.6. Разработать алгоритмы АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.). 2. Распределительное устройство 110 кВ: 2.1.1. На каждом выключателе 110 кВ предусмотреть установку микропроцессорного терминала (МПТ) управления выключателем. 2.1.2. Предусмотреть УРОВ выключателей 110 кВ. 2.1.3. Предусмотреть установку микропроцессорного терминала дифференциальной защиты ошиновки 110 кВ трансформатора. 3. Силовые трансформаторы 110 кВ: 3.3.1. На каждом вновь устанавливаемом силовом трансформаторе 110 кВ мощностью 25 МВА должен быть установлен комплект ДЗТ и комплект резервных защит 110 кВ на микропроцессорных терминалах (МПТ). Комплекты защит должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям. 3.3.2. На силовом трансформаторе напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА должно быть установлено устройство АРНТ на МПТ. 3.3.3. При установке реактора 10 кВ для защиты ошиновки

Наименование мероприятия	Технологические решения
	10 кВ должны быть установлены дифференциальные токовые защиты ошиновки (ДЗО) с действием на выходные реле трансформатора, выполненные на МПТ. 3.3.4. На вводном выключателе 10 кВ предусмотреть установку микропроцессорного терминала защит. 3.3.5. На фидерах 10 кВ предусмотреть установку микропроцессорных терминалов защит. 3.3.6. Оптическую защиту шин КРУ 10 кВ выполнить в соответствии с распоряжением ПАО «МОЭСК №№ 745р от 29.10.2012. 3.3.7. Для газовой защиты вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 110 кВ или при установке двух комплектов ДЗТ существующих силовых трансформаторов использовать газовые реле с двумя сигнальными и двумя отключающими контактами (с техническими характеристиками не хуже реле типа РГТ фирмы «ОРГРЭС», если нет противопоказаний к применению этих реле). В каждой ступени газовой защиты вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 110 кВ установить устройства контроля изоляции цепей газовой защиты. 3.3.8. Защиту минимального напряжения на каждой секции 10 кВ выполнить на МП терминалах. 3.3.9. Предусмотреть установку комбинированного устройства автоматики ДГК 10 кВ и определения поврежденного фидера (ОПФ) или отдельного устройства ОПФ. 4. Комплекс регистрации аварийных процессов (КРАП): 4.7.1. На ПС должен быть установлен КРАП. На ПС с суммарным количеством выключателей 35-220 кВ до 5 включительно должен быть установлен централизованный КРАП в одном шкафу. На ПС с суммарным количеством выключателей 35-220 кВ более 5 предусмотреть распределённый КРАП. 4.7.2. КРАП должен быть подключён к централизованной системе контроля и регистрации аварийных процессов ПАО «Россети Московский регион». 4.7.3. Выполнить КРАП в соответствии с требованиями Распоряжения № 495р от 13.08.2014. 4.7.4. Предусмотреть запас по аналоговым и дискретным входам для подключения резервных ячеек 6-110 кВ. 4.7.5. Шкаф КРАП должен иметь два сервера, с взаимным резервированием. 5. В состав рабочей документации по РЗА должны входить: 5.1. Пояснительная записка, включающая расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на

Наименование мероприятия	Технологические решения
	объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с включением нового оборудования, а также бланки уставок, содержащие параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета. 5.2. Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии). 5.3. Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд. 5.4. Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА. 5.5. Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА. 5.6. Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА. 5.7. Схемы организации цепей напряжения устройств РЗА. 5.8. Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей. 5.9. Технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации. 6. Предоставить в Московское РДУ не позднее, чем за шесть месяцев до намечаемого ввода объекта, параметры вновь включаемого (реконструируемого) оборудования, согласованную схему размещения устройств РЗА, схему организации каналов связи для функционирования устройств РЗА, рабочую документацию по РЗА и принципиальные проектные схемы основных и резервных защит оборудования (ЛЭП, шин) напряжения 110 кВ и 220 кВ в соответствии с пунктом 23 Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Министерства энергетики России от 13.02.2019 № 100.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	7. Проектную документацию согласовать с филиалом ПАО «Россети» МЭС Центра и собственниками смежных энергообъектов.
Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика	1. На основании разработанного Тома РЭР и ТКЗ: а. определить виды необходимых для установки устройств противоаварийной автоматики (ПА) и сетевой автоматики (СА) на ПС и в прилегающей сети; б. определить объемы управляющих воздействий, а также перечень токоприемников, подключаемых под действие АОПО и АОСН (состав фидеров и возможности их отключения); в. разработать алгоритмы функционирования устройств АОПО, АОСН и АВР; г. разработать принципиальные и функционально-логические схемы устройств АОПО, АОСН и АВР. 2. Подтвердить достаточность объемов управляющих воздействий АОПО и АОСН на основании расчетов электроэнергетических режимов для нормальной и ремонтных схем, требующих включения нормально отключенного коммутационного оборудования в прилегающей сети, при характерном максимальном и минимальном потреблении района с учетом этапов и подэтапов реконструкции (сооружения) ПС, на год окончания реконструкции (сооружения) объекта и на Расчетный период. 3. Определить настройку и режимы работы устройств автоматического повторного включения (АПВ). 4. Выполнить установку комплектов АЧР, позволяющих подключить под действие АЧР предполагаемую нагрузку ПС в полном объеме с учетом задания отдельной группы уставок на каждое присоединение (фидер). 5. Выполнить установку устройств автоматики регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой (АРНТ), обеспечивающих уровни напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013. 6. Определить тип и количество устройств, уставки ПА и СА (уставки устройств АОПО, АОСН, АВР на основании пп. а), б), в), г) п.1). 7. При разработке технических решений по установке устройств ПА и СА: а. определить возможность использования существующих устройств ПА и СА; б. определить списки сигналов, передаваемых к/от устройств ПА и СА из/в РДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ Московского РДУ; в. списки передаваемых сигналов, технические решения, обеспечивающие передачу информации между объектами,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	на которых расположены устройства ПА и СА, и схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем согласовать с подразделениями информационно-технологических систем и связи ПАО «Россети Московский регион» и филиалами ПАО «Россети Московский регион», на объектах которых проектом предусмотрена установка устройств ПА и СА; г. предусмотреть возможность подключения проектируемых устройств ПА и СА к информационно-аналитическому модулю ПТК оперативно-технологического управления в РДП филиала ПАО «Россети Московский регион» с обеспечением функций мониторинга и управления. 8. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика» на бумажном носителе и в электронном виде в формате .pdf (Adobe Acrobat Reader) с поясняющими рисунками и схемами без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц.
Организация цифровой системы связи	Проектирование средств связи должно вестись согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.248-2017, «Правилам проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше» СТО 56947007-33.180.10.172-2014 и Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 г. № 97. 1. Получить в Московском РДУ технические условия на организацию каналов передачи информации телемеханики от ПС 110 кВ Ермолино на ДЦ Московского РДУ. 2. Получить в филиале ПАО «Россети» – МЭС Центра и выполнить технические условия на заход волоконно-оптического кабеля связи, размещение оборудования связи и выделение ресурса цифровой системы передачи на ПС 750 кВ Белый Раст. 3. Получить в ФГУП «Канал имени Москвы» и выполнить технические условия на заход волоконно-оптического кабеля связи и размещение оборудования связи на ПС 110 кВ Икша I. 4. Выполнить устройство волоконно-оптических линий связи с использованием волоконно-оптического кабеля связи емкостью 48 оптических волокон:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– ПС 110 кВ Икша I – ПС 110 кВ Ермолино с установкой отпаечной муфты в направлении ПС 35 кВ Базарово; – ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст с установкой отпаечных муфт в направлении ПС 110 кВ Солнечногорск и ПС 35 кВ Воробьево. 5. При устройстве волоконно-оптических линий связи применить волоконно-оптические кабели с оптическими волокнами, произведенными в странах ЕАЭС. 6. Способ устройства, трассы и марки волоконно-оптических кабелей связи, а также типы отпаечных муфт и схемы разварки ОВ в них определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 7. Выполнить разварку оптических волокон на оптических кроссах и в отпаечных муфтах. 8. Построить цифровую систему передачи ПС 110 кВ Икша I – ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» с установкой оборудования связи: <u>ПС 110 кВ Икша I:</u> – при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <u>ПС 110 кВ Ермолино:</u> – мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <u>ПС 750 кВ Белый Раст:</u> – доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <u>Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»:</u> – при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). 9. Создаваемая цифровая система передачи должна быть включена в систему управления с Центрального узла связи ПАО «Россети Московский регион». 10. Разработать схему тактовой синхронизации мультиплексоров СЦИ создаваемой цифровой системы

Наименование мероприятия	Технологические решения
	передачи, взаимоувязанную с существующей тактовой системой синхронизации ПАО «Россети Московский регион». 11. На ПС 110 кВ Ермолино установить оборудование узла доступа технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион» в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора. Обеспечить резервируемое присоединение проектируемых коммутаторов к проектируемым маршрутизаторам, а также проектируемого оборудования узла доступа к узлам агрегации технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион». Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 12. Организовать каналы связи для передачи команд релейной защиты и автоматики в соответствии со схемой включения защит. В случае принятия решения о применении для защит ЛЭП дифференциальных защит линий (ДЗЛ), плановый или аварийный вывод из работы любого элемента цифровой системы передачи или волоконно-оптической линии связи не должен приводить к отключению двух ДЗЛ одной линии. 13. В соответствии с разделом «Противоаварийная и режимная автоматика» проектной документации по данному титулу и ГОСТ Р 55105-2012 для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной автоматики, организовать не менее двух независимых (по географически разнесённым трассам) каналов связи в каждом направлении передачи информации. 14. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы диспетчерской телефонной связи на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 15. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи технологической информации из АСУ ТП ПС 110 кВ Ермолино в АСДУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с требованиями раздела «По автоматизированной системе телеконтроля и управления». Адреса опорных узлов сети сбора и передачи технологической информации согласовать с управлениями эксплуатации ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 16. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи информации

Наименование мероприятия	Технологические решения
	телемеханики на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – ДЦ Московского РДУ. 17. Организовать каналы связи для передачи информации автоматизированной системы мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования на информационных направлениях: – ПС 110 кВ Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; – ПС 110 кВ Ермолино – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». 18. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для системы учёта электроэнергии АИИС КУЭ на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет». Адрес расположения сервера АИИС КУЭ согласовать с филиалом ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет», службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 19. В соответствии с требованиями разделов «Системы технологического видеонаблюдения» и «Охранные мероприятия» организовать каналы связи для передачи информации видеонаблюдения на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – пункт управления системами видеонаблюдения. Адреса пунктов управления системами видеонаблюдения согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион», а также управлениями эксплуатации ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 20. При необходимости разработать технические решения по сохранению действующих каналов связи и согласовать их со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 21. Схему организации связи согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 22. В случае принятия решения об организации или реконструкции высокочастотных каналов связи, РЗ и ПА необходимо:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– на стадии «Проектная документация» представить расчет максимальной частоты для ВЧ каналов и предварительное заключение о наличии свободных участков в рассматриваемом диапазоне частот, в которых обеспечивается работа каналов связи без взаимных помех; – на стадии «Рабочая документация» представить решение о назначении рабочих частот для ВЧ каналов, выпущенное проектным институтом, отвечающим за ведение частотного диапазона в регионе (при необходимости согласованное со смежными энергосистемами). 23. Построить СКС и ЛВС ПС 110 кВ Ермолино. Объем сооружения СКС и ЛВС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 24. На ПС 110 кВ Ермолино установить диспетчерский коммутатор. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 25. На ПС 110 кВ Ермолино обеспечить звукозапись диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 26. На ПС 110 кВ Ермолино обеспечить связь оповещения с установкой громкоговорителей, включенных в радиотрансляционную и радиопоисковую сеть подстанции. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 27. Электропитание оборудования комплекса средств связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения – первой категории. Оборудование связи, имеющее возможность электропитания от нескольких источников, должно быть запитано от двух независимых вводов. Оборудование связи оснастить собственной системой бесперебойного электропитания. Емкость аккумуляторных батарей собственной системы бесперебойного электропитания должна обеспечивать питание нагрузки в течение 6 часов. Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) разместить в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Схемы электропитания оборудования связи должны быть разработаны в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» № 11619тм-т1. Схемы электропитания оборудования связи для каждого объекта, на котором устанавливается оборудование связи, а также тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать для их оперативной коммутации с помощью со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 28. Все интерфейсные окончания трибутарных модулей цифровых систем передачи, систем коммутации, ТМиТИ и другого оконечного оборудования должны быть выведены на пассивное кроссовое оборудование съемных перемычек или шнуров с возможностью параллельного контроля сигналов, передаваемых по этим цепям. 29. Применяемые кабели связи, оборудование, изделия, материалы и программное обеспечение должны быть включены в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (Федеральный закон от 27.07.2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации», постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2015 г. № 1236, https://reestr.digital.gov.ru) и Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (постановление Правительства Российской Федерации от 10.07.2019 г. № 878, https://gisp.gov.ru/pprf/marketplace/#/). Применяемые кабели связи, оборудование, изделия и материалы должны быть аттестованы в ПАО «Россети» и иметь действующее положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети». Применяемые кабели связи, оборудование, изделия и материалы должны быть включены в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах ДЗО ПАО «Россети», размещенного на электронном ресурсе общего доступа сайта ПАО «Россети», применяться на сети связи ПАО «Россети Московский регион» и не иметь отрицательного опыта эксплуатации в ПАО «Россети Московский регион». В случаях отсутствия возможности применения аттестованных кабелей связи, оборудования, изделий и материалов необходимо получить положительное решение комиссии ПАО «Россети Московский регион» по допуску оборудования, материалов и систем (КДО) о возможности применения неаттестованных кабелей связи, оборудования, материалов и систем на объектах Общества

Наименование мероприятия	Технологические решения
	согласно действующему Регламенту работы КДО ПАО «Россети Московский регион». Комплектацию оборудования связи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 30. Оборудование связи на объектах ПАО «Россети Московский регион» должно располагаться в телекоммуникационных шкафах двухстороннего обслуживания. 31. Помещения для размещения оборудования связи должны быть оборудованы охранной сигнализацией, а также системами вентиляции и кондиционирования. Для ввода кабелей связи в здания и сооружения выполнить кабельные вводы с учетом допустимых радиусов изгиба кабелей и запасных кабельных каналов (на развитие). 32. В смете и спецификации предусмотреть: – комплект ЗИП для ремонта станционного и линейного оборудования связи; – эксплуатационный (аварийный) запас волоконно-оптического кабеля согласно распоряжению ПАО «МОЭСК» № 409-1097р от 06.12.2007 г.; – затраты на проведение технического надзора при проектировании и строительстве волоконно-оптических линий связи. Тип, количество и комплектацию ЗИП согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 33. Исполнитель, при выполнении работ на оборудовании связи ПАО «Россети Московский регион» должен руководствоваться Регламентом по организации производства работ на оборудовании и линиях связи ПАО «МОЭСК» от 25.10.2010 г. 34. При сдаче в эксплуатацию каналов связи необходимо руководствоваться «Инструкцией по проведению измерений и составлению паспортов технической документации на станционные и линейные сооружения волоконно-оптических линий передачи, законченные строительством», введенной приказом ПАО «МОЭСК» № 941 от 17.08.2017 г. 35. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино выполнить в виде отдельного тома. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино должен быть согласован со службой СДТУ СЭС – филиала

Наименование мероприятия	Технологические решения
	ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. Электронную копию проектной документации по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *dwg (AutoCAD) представить в управление развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион». 36. По завершению работ по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино представить исполнительную документацию в бумажном виде, а также на электронном носителе в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *dwg (AutoCAD) в службу СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».
Автоматизированная система телеконтроля и управления	На ПС 110 кВ Ермолино установить систему автоматизации подстанции по архитектуре МЭК61850 с созданием шины процесса и шины подстанции. Система автоматизации должна соответствовать требованиям «Методических указаний по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов» с учетом требований Приложения 3, требованиям СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» и требованиям Положения о Единой технической политике ПАО Россети. 1. Общие требования к системе: 1.1. Система автоматизации должна обеспечивать: – оперативное управление (технологическое и диспетчерское); – информационную поддержка и контроль систем РЗА и других специализированных систем автоматического управления/регулирования устанавливаемых/реконструируемых на ПС; – мониторинг состояния и эксплуатации основного технологического оборудования с интеграцией устанавливаемых на ПС систем мониторига и диагностики; – синхронизацию времени для всех устанавливаемых на ПС автоматизированных систем; – обеспечение информационной безопасности. 1.2. Построить шину подстанции и шину процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV).

Наименование мероприятия	Технологические решения
	1.3. Разработать и включить при проектировании цифровой ПС в состав электронной документации ПС файлы электронной конфигурации SSD и SCD (и другие файлы SCL при необходимости) с учетом следующего: – SSD и SCD файлы должны быть разработаны на базе языка SCL в соответствии с актуальной схемой, определенной в МЭК 61850; – в SSD файле должны быть описаны однолинейная схема ЦПС и логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы; – в SCD файле должны содержаться описание подстанции (однолинейной схемы), описание коммуникаций между устройствами, описание интеллектуальных электронных устройств и описание шаблонов типов данных. 1.4. Оснастить нецифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов. 1.5. Предусмотреть возможность расширения системы автоматизации по количеству данных до 20%. 1.6. Обеспечить резервирование электропитания оборудования системы автоматизации. Предусмотреть подключение системы бесперебойного питания к независимым секциям ЩСН и к ЩПТ. 1.7. Определить ЗИП необходимый для эксплуатации системы автоматизации по ГОСТ 27.507-2015, включить ЗИП в комплект поставки оборудования. Состав ЗИП согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион». 2. Требования к организации оперативно-технологического управления 2.1. Для оперативного контроля состояния и режимов работы обеспечить передачу от ПС до узла доступа на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ЦУС ПАО «Россети Московский регион» телеинформации в соответствии с требованиями: – п.3 «Технических требований по организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации при выполнении ЦУС операционных функций в отношении объектов диспетчеризации», утвержденных ПАО «Россети» 29.12.2017г. с учетом требований п. 3.8. – Приложения 4 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «МОЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Типовому составу телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС». – Составу аварийно-предупредительной сигнализации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в Московское РДУ. 2.2. Организовать сбор и передачу на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» АПТС и телеизмерений от МП РЗА, ОМП, СОПТ, ЩСН, ОПС. Объем телеинформации уточнить на этапе проектирования и, включая адресную часть, согласовать со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион», Управлением эксплуатации ИТС и СС и Управлением развития ИТС и СС Исполнительного Аппарата ПАО «Россети Московский регион». 2.3. Организовать дистанционное управление из ДП ПАО «Россети Московский регион» всеми коммутационными аппаратами ПС (включая Р и ЗН). 2.4. На основе полученных в Московском РДУ технических условий на организацию передачи телеметрической информации от ПС 110 кВ Ермолино до ДЦ Московского РДУ обеспечить передачу от ПС 110 кВ Ермолино до ДЦ Московского РДУ телеинформации в соответствии с требованиями Приложения 4 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «МОЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. Технические условия на подключение каналов передачи телеинформации с указанием способа передачи данных запросить в Московском РДУ. 2.5. На этапе проектирования разработать перечни телеинформации для передачи на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ Московского РДУ. Перечни, включая адресную часть, согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ. 2.6. Передача телеинформации от ПС 110 кВ Ермолино на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» должна производиться в протоколе МЭК-60870-104 и МЭК61850 с возможностью выбора протокола передачи данных путем изменения программных настроек головного устройства системы автоматизации на ПС. 3. Реализовать передачу информации с обособленных автоматизированных подсистем на АРМ подразделений ПАО «Россети Московский регион», занимающихся их эксплуатацией. Направления передачи, протоколы передачи данных и формы отображения информации согласовать

Наименование мероприятия	Технологические решения
	с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион» 4. Проектом предусмотреть комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности системы автоматизации и каналов передачи телеинформации. 5. Разработка документации для согласования проекта с АО «СО ЕЭС». 5.1. Разработать и согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ схемы организации каналов передачи телеинформации, логическую схему передачи телеинформации и матрицу распределения информационных потоков. 5.2. Проектную документацию согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ. 5.3.Разработать программу-методику комплексных испытаний системы автоматизации согласовать её с Московским РДУ и ПАО «Россети Московский регион».
Учет электроэнергии	1.Требования к проектированию. 1.1. Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов. 1.2. До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнение к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино. Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в «Энергоучёт» - филиал ПАО «Россети Московский регион» и ДМиККЭ ИА ПАО «Россети Московский регион». 1.3. Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены на ПС 110 кВ Ермолино: 1.3.1. В РУ-110 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – линейных, – вводах трансформаторов, – ремонтной перемычки (при наличии), – обходного выключателя (при наличии). 1.3.2. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – вводах трансформаторов. 1.3.3. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – отходящих линий, – присоединениях ДГК (при наличии).

Наименование мероприятия	Технологические решения
	1.3.4. ЩСН-0,4 кВ (Собственные нужды ПС) - на вновь устанавливаемых присоединениях: – присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии), – присоединений хознужд (при наличии). 1.4. В качестве приборов учета для присоединений, указанных в п. 1.3.1, 1.3.2, использовать цифровые многофункциональные счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5, принимающие входные потоки данных о напряжении и силе переменного тока (мгновенных значений по МЭК 61850-9-2). В качестве приборов учета для присоединений, указанных в п. 1.3.3, 1.3.4, использовать статические интервальные счетчики электроэнергии, класса точности 0,2S/0,5. Применяемые приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2021. 1.5. Для ПС 110 кВ Ермолино установить УСПД соответствующее требованиям СТО 34.01-5.1-010-2021. Схему сбора и передачи данных по учету электроэнергии, применяемое оборудование в случае построения шины процесса и шины подстанции в соответствии с МЭК 61850 и применения цифровых многофункциональных счетчиков электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (SV) определить проектом. Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом. Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» - филиалом ПАО «Россети Московский регион». 1.6. Предусмотреть этапность / последовательность выполнения работ по модернизации системы АИИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС. 1.7. Все средства измерений должны иметь действующие сертификаты об утверждении типа средств измерений, выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (с информацией о занесении СИ в Госреестр СИ РФ). Выполнение измерений должно осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками. 1.8. Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями: – Единой системы конструкторской документации ЕСКД; – ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92 - Комплекс стандартов на автоматизированные системы;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 24.701-86 – Система технической документации; – ГОСТ 19.101-77, ГОСТ 19.201-78 - Единая система программной документации. Проектные и эксплуатационные документы должны быть согласованы в электросетевом филиале, филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Энергоучёт» и утверждены в ПАО «Россети Московский регион». 1.9. На этапе проектирования измерительных комплексов, расчеты и выбор компонентов должен соответствовать требованиям ПУЭ (1.5), типовых инструкций СО 153- 34.09.101-94, СО 34.11.321-96, СО 34.11.114-95, СО 34.11.209-99, МЭК 61850. 1.10. Для измерительных каналов необходимо: – на присоединениях РУ-110, 10 кВ, указанных в п.1.3.1, 1.3.2 раздела «Учет электроэнергии», установить измерительные трансформаторы тока и напряжения (в трех фазах) с отдельными используемыми для учета вторичными обмотками (кернами) и/или цифровыми выходами класса точности 0,2S и 0,2 соответственно; при использовании измерительных ТТ и ТН с аналоговыми выходами рассмотреть возможность применения устройств, осуществляющих аналого-цифровое преобразование измерений (АЦП); – на присоединениях РУ-10 кВ, указанных в п. 1.3.3 раздела «Учет электроэнергии» установить измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности 0,2S и измерительной обмоткой с классом точности 0,5; трансформаторы напряжения должны иметь отдельную вторичную обмотку для цепей учета; необходимо обеспечить работу данной вторичной обмотки трансформаторов напряжения в классе точности 0,2. – на присоединениях 0,4 кВ (присоединения ТСН), указанных в п.1.3.4 раздела «Учет электроэнергии», установить отдельные измерительные трансформаторы тока в трех фазах для учета с классом точности не ниже 0,2S; – для всех измерительных каналов применять измерительные трансформаторы, приборы учета, соответствующие ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 1983-2015, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, требований Типового стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети», ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010, ГОСТ Р

Наименование мероприятия	Технологические решения
	МЭК 60044-7-2010, СТО 34.01-5.1-009-2021, МЭК 61850, в частности МЭК 61850-9-2 (SV); – средства измерений, поставляемые для оснащения подстанции, входящие в состав измерительных комплексов, должны иметь на момент ввода в эксплуатацию действующие оттиски клейм о поверке или свидетельства о поверке (Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815). 1.11. В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 110 кВ Ермолино и сервером АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet. Произвести параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объёмами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС. Провести работы по полной интеграции счетчиков электроэнергии и УСПД ПС в существующий ИВК верхнего уровня системы учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион» (ПО «АльфаЦЕНТР»). Возможность интеграции счетчиков и УСПД с ИВК ВУ должна быть подтверждена протоколом совместных предварительных испытаний. При этом ИВКЭ должен обеспечивать предоставление доступа ИВК к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений, в том числе параметры электрической сети. 1.12. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений. 1.13. Все компоненты ИК должны иметь возможность функционировать в существующем электромагнитном окружении, не влияя на это окружение недопустимым образом. При этом ко всем компонентам системы должны предъявляться требования действующих нормативных, отраслевых директивных и методических документов в части электромагнитной совместимости (ЭМС). 1.14. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений. 1.15. Необходимо обеспечить резервирование питания технических средств коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых на подстанции (предусмотреть в проектной документации шинки/клеммы резервного питания счетчиков, шкаф АВР для резервного питания счетчиков и питания шкафа

Наименование мероприятия	Технологические решения
	УСПД). Необходимо обеспечить подключение к источнику бесперебойного питания технических средств коммерческого учета электроэнергии уровня ИВКЭ, устанавливаемых на подстанции. 1.16. В проекте отдельным разделом выполнить расчет численности персонала, выполняющего техническое обслуживание АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино в ччас/год. 2. Требования к монтажу. 2.1. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить организацией, отвечающей требованиям установленным законодательством Российской Федерации для выполнения данного вида работ, в соответствии с согласованной проектной документацией. 2.2. Счетчики должны устанавливаться на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию (ПУЭ, п.1.5.29.). 2.2.1. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.1 раздела «Учет электроэнергии», установить в отдельных панелях/шкафах учета. 2.2.2. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, раздела «Учет электроэнергии», установить на дверях ячеек. 2.3. Предусмотреть резервирование ТН, используемых для учета. 2.4. Информационные цепи выполнять контрольным экранированным кабелем с необходимым количеством жил; прокладку информационных цепей на территории ПС выполнять морозоустойчивым кабелем в броневой оболочке; исключить совместную прокладку информационных и силовых кабелей. *В случае применения измерительных ТТ, ТН с отдельным аналоговым выходом для учета:* 2.5. Производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем. 2.6. Вывести вторичные измерительные цепи тока и напряжения на специальные испытательные блоки, (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков и обеспечить возможность их пломбировки. 2.7. При проведении работ по установке ИК на ПС, вторичные измерительные цепи от измерительных трансформаторов до счетчиков между панелями, шкафами, на территории ПС выполнять контрольным экранированным кабелем с резервной жилой; прокладку цепей напряжения

Наименование мероприятия	Технологические решения
	присоединений 110 кВ на территории ПС выполнять кабелем в броневой оболочке; допускается выполнять вторичные цепи напряжения присоединений 10 кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета. 2.8. При наличии догрузочных резисторов в токовых цепях учета установить дополнительные обводные коробки испытательные типа КИ-10 (или аналогичные) или установить дополнительные пломбируемые измерительные клеммы с размыкателями и короткозамыкателями, обеспечивающие возможность их выкорачивания. 2.9. Предусмотреть автоматические выключатели в цепях напряжения, используемых для учета; предусмотреть испытательные блоки в цепях ТН, используемых для учета. 2.10. Трансформаторы тока в ячейках КРУ, ЩСН должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном. 3.Требования к вводу АИИС КУЭ в эксплуатацию 3.1. После завершения проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ для ввода АИИС КУЭ в опытную и промышленную эксплуатацию создается рабочая комиссия. В состав рабочей комиссии должны входить представители ПАО «Россети Московский регион», электросетевого филиала, филиала «Энергоучёт», подрядной организации. 3.2 Ввод в опытную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС 3.2.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или оттиски поверительного клейма в паспорте/формуляре с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ, – иные сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2019) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы, – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ, – программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. 3.2.2. Решение о вводе АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию принимается рабочей комиссией и оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию. 3.3. Ввод в промышленную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС: 3.3.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или оттиски поверительного клейма в паспорте/формуляре с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94, – структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ – сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2019) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ. – акт завершения опытной эксплуатации, – протокол соответствия АИИС КУЭ ПС утвержденному Техническому заданию, – акт о составлении баланса электроэнергии по ПС за 1 календарный месяц, в период опытной эксплуатации (небаланс не должен превышать нормативных значений, указанных в требованиях НТД). 3.3.2. Решение комиссии оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в промышленную эксплуатацию с указанием возможности или невозможности ввести АИИС КУЭ ПС в промышленную эксплуатацию.
Метрологическое обеспечение	**В части заходов:** 1. Проект «Метрологическое обеспечение» выполнить отдельным томом. 2. Каналы связи на момент ввода в эксплуатацию должны соответствовать в части метрологических характеристик Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.11.2020г №1847, пп. 7.2.1., 7.3., 7.4., 7.5., 7.6. перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений. 3. Метрологические характеристики каналов связи должны быть определены в соответствии с утвержденными методиками (методами) измерений. В проектной документации указать ссылки на методики (методы) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин". 4. В протоколах измерений метрологических характеристик каналов связи указать типы, заводские номера, номера свидетельств о поверке, дату поверки, дату следующей поверке применяемых средств измерений. Применение не поверенных средств измерений не допускается. 5. В проекте указать: 5.1. номера действующих Свидетельств об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, на все используемые средства измерений; 5.2. типы, метрологические характеристики применяемых средств измерений; 5.3. методики (методы) измерений (допускается указание ссылок на утвержденную методику (метод) измерений

Наименование мероприятия	Технологические решения
	в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 5.4. нормативные документы содержащие требования к выполнению измерений и средствам измерений. 6. Средства измерений, в том числе устройства регистрации частичных разрядов, датчики системы диагностики и мониторинга воздушных линий, измерительные датчики тока, напряжения, температуры и других физических величин, применяемые для мониторинга, контроля и наблюдения за технологическими параметрами, должны иметь: 6.1. на момент согласования проектной документации – Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 6.2. на момент ввода в эксплуатацию – Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология"). 7. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети». **В части ПС:** 1. Проект «Метрологическое обеспечение» выполнить отдельным томом. 2. Каналы связи на момент ввода в эксплуатацию должны соответствовать, в части метрологических характеристик, Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.11.2020г №1847, пп. 7.2.1., 7.3., 7.4., 7.5., 7.6. перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений. 3. Метрологические характеристики каналов связи должны быть определены в соответствии с утвержденными методиками (методами) измерений. В проектной документации указать ссылки на методики (методы) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин". 4. В протоколах измерений метрологических характеристик каналов связи указать типы, заводские номера, номера свидетельств о поверке, дату поверки, дату следующей поверке применяемых средств измерений. Применение не поверенных средств измерений не допускается.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	5. В проекте указать: 5.1. Типы, метрологические характеристики применяемых средств измерений; 5.2. Методики (методы) измерений (допускается указание ссылок на утвержденную методику (метод) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 5.3. Нормативные документы содержащих требования к выполнению измерений и средствам измерений; 5.4. Номера действующих Свидетельств об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, на все используемые средства измерений; 5.5. Перечни информационно-измерительных каналов с расчетом погрешности ИИК; 5.6. Проверку нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ и ТН; 5.7. Перечень измеряемых на объекте параметров и точек (мест) измерений, диапазоны изменений измеряемых параметров и перечня влияющих на результат измерения внешних величин; 5.8. Отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений; 5.9. Требования к нормам точности измерения параметров; 5.10. Необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС; 5.11. Основные требования по выбору СИ; 5.12. Основные требования к метрологическому обеспечению СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация). 6. Средства измерений, в том числе сигнализаторы плотности элегаза, плотномеры, устройство регистрации частичных разрядов, измерительные датчики тока, напряжения, температуры и других физических величин, применяемые для мониторинга, контроля и наблюдения за технологическими параметрами (в устройствах: контроля высоковольтных вводов трансформаторного оборудования, мониторинга состояния высоковольтных выключателей, управления и мониторинга элегазовой ячейки, контроля допустимых перегрузок трансформаторного оборудования, управления и мониторинга трансформаторного оборудования, диагностики и мониторинга высоковольтных кабельных линий и КРУЭ и т.д) должны иметь: 6.1. на момент согласования проектной документации:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 6.2. на момент ввода в эксплуатацию: – свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология"); – положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети». 7. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети». 8. Для новых присоединений, а так же для присоединений оснащенных аналоговыми щитовыми измерительными приборами, предусмотреть в проектном решении цифровые щитовые измерительные приборы класса точности не хуже 0,5. 9. Щитовые измерительные приборы всех присоединений подключать к обмоткам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 по аналоговому выходу ТТ и ТН, при отсутствии возможности подключения протоколов МЭК 61850 (Передачу информации на вышестоящие уровни требуется осуществлять в формате протоколов МЭК 61850). 10. При размещении цифровых щитовых приборов обеспечить возможность безопасного подключения калибровочного оборудования при проведении периодической калибровки в процессе эксплуатации СИ. 11. Автоматизированная система мониторинга и диагностики на момент ввода в эксплуатацию должна иметь действующие: 11.1. на момент согласования проектной документации: Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 11.2. на момент ввода в эксплуатацию: Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология"); 11.3. положительное заключения аттестационной комиссии ПАО "Россети". 12. Требования к измерениям:

Наименование мероприятия	Технологические решения

№ п п	Место выполнения измерений		Измеряемые величины**				
			Ток, А	Напряжение, В (кВ)	Мощность активная, Вт (кВт, МВт)	Мощность реактивная, вар (квар, Мвар)	Частота, Гц
1	РУ 10 кВ	ТСН	1	1			
2		ВЛ(КЛ)-10 кВ	1		1		
3		Ввод-10 кВ	3		1		
4		секция шин 10 кВ		3			
5	РУ 110 кВ	ВЛ-110 кВ	3		1	1	
6		Ввод 110 кВ	3		1	1	
7		секция шин 110 кВ		3			1

**1 – последовательное измерение параметра по фазам;
3 – параллельное измерение параметра по фазам.

13. Технические требования к щитовым приборам:
– габариты передней панели 120х120 мм;
– глубина не более 70 мм;
– возможность программирования коэффициента трансформации через кнопки управления на лицевой панели и индицирования коэффициента трансформации и измеряемого значения с учётом установленного коэффициента трансформации;
– должны быть оснащены интерфейсами RS485, USB (для подключения внешних устройств хранения информации, компьютера для сервисного обслуживания и т.п.);
– поддержка протокол МЭК 61850 (для работы в составе систем автоматизации и информационно-измерительных систем);
– отображающие на табло значения Uф, Uл, Iф, Iл, n, Q, P и cosφ;
– наличие аналогового выхода 4-20 мА;
– потребляемая мощностью не более 7 В*А;
– работа в температурном диапазоне - 40 °С до +50 °С;
– относительная влажность воздуха не более 95 % при температуре +35 °С;
– напряжение питания – сеть переменного тока напряжением (85-240) В и частотой (45-65) Гц или постоянное напряжение (100-265) В;
– степень защиты по передней панели не хуже IP55;
– межповерочный интервал не менее 10 лет;
– класс точности не хуже 0,5;
– гарантийный срок службы не менее 60 мес;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– средний срок службы не менее 25 лет; – срок наработки на отказ не менее 200 000 ч.; – не имеют отрицательного опыта эксплуатации на энергообъектах ДЗО ПАО «Россети»; – цвет индикаторов цифровых щитовых электроизмерительных приборов необходимо на стадии проектирования согласовать с филиалом; – высота знака не менее 20 мм; – приборы должны реализовывать функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемых величин. Выход измеряемой величины за установленные значения должен индицироваться световой индикацией на лицевой панели. Значения контролируемых величин должны устанавливаться в условиях эксплуатации кнопками, установленными на передней панели; – входное сопротивление цепи измерения тока не более 20 мОм; – входное сопротивление цепи измерения напряжения не менее 1 Мом.
Качество электроэнергии	1.Общие требования 1.1 Тип прибора согласовать с Дирекцией метрологии и контроля качества электроэнергии на этапе проектирования. 1.2 В качестве приборов учета с функцией контроля качества электрической энергии на секции шин 10-110 кВ подстанции использовать «Binom 335» или аналогичные. 1.3 Приборы должны: – соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30-2013 «Методы измерений показателей качества электроэнергии» – обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» – обеспечивать формирование протоколов качества электрической энергии в соответствии с действующими стандартами нормативной документации. – соответствовать требованиям МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV) 2. Установка приборов 2.1 Для обеспечения непрерывности измерений предусмотреть резервирование питания приборов контроля качества электроэнергии, устанавливаемых на подстанции, или подключение к источнику бесперебойного питания. 2.2 Предусмотреть резервирование информационных цепей ТН, используемых для контроля качества электроэнергии. 2.3 Для решения задач по компоновке и расположению

Наименование мероприятия	Технологические решения
	приборов контроля качества электрической энергии и сопутствующего оборудования рекомендуется использовать типовые шкафы системы контроля качества электроэнергии. Приборы контроля качества электрической энергии должны устанавливаться на панелях, щитах, имеющих жесткую конструкцию. 2.4 Средства измерений (СИ) показателей качества электрической энергии должны быть внесены в Государственный реестр СИ, иметь сертификат об утверждении типа, действующие на момент ввода в эксплуатацию оттиски поверительных клейм или свидетельства о поверке (ст. 9 ФЗ РФ от 26.06.2008 г. №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», п. 1.7 ПР 50.2.006-94 «Порядок проведения поверки средств измерений»). В случае отсутствия действующих оттисков поверительных клейм или свидетельств о поверке провести метрологическое обеспечение средств измерений. 3. Передача данных 3.1 Предусмотреть передачу данных с приборов контроля качества электрической энергии на АРМ ККЭ с установленным на нем программным обеспечением, позволяющим выводить на печать протоколы измерений качества электрической энергии. 3.2 Организовать удаленный доступ из отдела (сектора) контроля качества электроэнергии филиала ПАО «Россети Московский регион» – Южные электрические сети через АСУ ТП к приборам контроля качества электроэнергии для получения информации. На компьютере АРМ в отделе контроля качества электроэнергии должно быть установлено программное обеспечение, соответствующее установленному типу приборов. 4. Требования к разработке проекта 4.1 Проект «Качество электроэнергии» должен быть выполнен специализированной организацией, имеющей соответствующие лицензии, отдельным томом. Электронную копию проектной документации с разделом «Качество электрической энергии» представить в Дирекцию метрологии и контроля качества электроэнергии ПАО «Россети Московский регион». Проект должен быть согласован в филиале ПАО «Россети Московский регион» – Южные электрические сети и утвержден в ПАО «Россети Московский регион». 4.2 Проект должен содержать – Схему электрическую однолинейную с указанием точек контроля качества электрической энергии – Структурную схему построения системы контроля качества электрической энергии – Электрическую схему подключений СИ ПКЭ к ТТ и ТН

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Схему электрическую принципиальную питания системы контроля качества электрической энергии – Схему электрическую принципиальную периферийного оборудования – План, показывающий месторасположение шкафа контроля качества электроэнергии и электрических проводок, кабелей связи. – Чертеж, изображающий внешний вид шкафа контроля качества электроэнергии 5. Требования к сдаче в эксплуатацию 5.1. По окончании работ передать в филиал ПАО «Россети Московский регион» – Южные электрические сети рабочую и эксплуатационную документацию на комплекс контроля качества электрической энергии и комплект документов на приборы контроля качества электроэнергии с отметками или свидетельствами о поверке. 5.2. С целью подтверждения выполненных работ представить в Дирекцию метрологии и контроля качества электроэнергии ПАО «Россети Московский регион» протоколы измерений показателей качества электрической энергии по всем точкам контроля подстанции, оформленные в соответствии с действующими стандартами с рабочих мест отдела (сектора) контроля качества электроэнергии соответствующего филиала ПАО «Россети Московский регион».
Охранные мероприятия	В соответствии с требованиями приказа ПАО «Россети» от 22.01.2020 № 18 «Об утверждении Порядка обеспечения антитеррористической защищенности объектов ДЗО ПАО «Россети» и распоряжения ПАО «ФСК – Россети» от 13.05.2024 № 254р «Об утверждении Альбома типовых технических решений инженерно-технических средств охраны на подстанциях ПАО «Россети» объект должен быть оснащен инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) в составе: 1. Контрольно-пропускные пункты (КПП) (при наличии постов охраны); 2. Наружное ограждение (включая верхнее и нижнее дополнительные ограждения; 3. Въездные ворота и противотаранные заграждения; 4. Комплекс технических средств безопасности: – система сбора и обработки информации (ССОИ); – система охранная телевизионная (СОТ); – система контроля и управления доступом (СКУД); – система охранной периметральной сигнализации (СОПС); – система охранной сигнализации (СОС); – система тревожной сигнализации (СТС); – система охранного освещения (СОО);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– система оповещения внутриобьектовая (СО); – система оперативной связи (СОЗ); – система электропитания (СЭ). 5. Инженерные и технические средства противодействия беспилотным аппаратам. ИТСО должны поддерживать сопряжение друг с другом и представлять единую комплексную систему безопасности объекта, с передачей сигналов на диспетчерский пункт филиала или в инженерно-технический центр управления безопасностью. В целях обеспечения управления безопасностью и антитеррористической защищенностью объектов ПАО «Россети Московский регион» в единой системе ситуационно-аналитического управления, а также интеграции существующих и создаваемых систем управления безопасностью в ЦУБ ПАО «Россети Московский регион», рекомендуется использование систем безопасности на базе ISS или ITV. При выборе оборудования учитывать совместимость поддержки протокола ONVIF, а также программного интерфейса интеграции приложений API.
Информационная безопасность	Применяется в случае модернизации, реконструкции или создания системы АСУ ТП (ТМ), СДТУ, МП РЗА, АСМД и дистанционного управления КА. 1. <u>Состав представляемых на рассмотрение материалов проектирования</u>: – анализ угроз безопасности информации и разработку модели угроз безопасности информации или ее уточнение (при ее наличии); – категории значимости объекта информационной инфраструктуры; – решения по организационным и техническим мерам обеспечения информационной безопасности объектов информационной инфраструктуры; – требования к применяемым программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам защиты информации; – требования к защите средств и систем, обеспечивающих функционирование объекта информационной инфраструктуры (обеспечивающей инфраструктуре); – требования к информационному взаимодействию значимого объекта с иными объектами критической информационной инфраструктуры, а также иными информационными системами, автоматизированными системами управления или информационно-телекоммуникационными сетями.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	2. Требования к предоставляемым материалам в части подсистемы Информационной безопасности: – Руководящие указания по установке и настройке средств защиты информации, настройке программных и программно-аппаратных средств безопасности объектов информационной инфраструктуры; – Руководящие указания по риск-ориентированному управлению объектами информационной инфраструктуры (ИТТ активами), организации в рамках процесса эксплуатации установки критических обновлений программного обеспечения для объектов; – Руководящие указания по конфигурации параметров программных и программно-аппаратных средств информационно-телекоммуникационной сети для обеспечения безопасности объектов информационной инфраструктуры, в том числе по обеспечению безопасного удаленного мониторинга объектов информационной инфраструктуры Цифровой сети, организации удаленного доступа в информационно-телекоммуникационную сеть субъекта электроэнергетики; – Разработать и согласовать программу информирования и обучение персонала объекта информационной инфраструктуры; – Представить расчет нормативной численности персонала, ответственного за планирование и контроль мероприятий по обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры, управление (администрирование) подсистемой информационной безопасности, управление средствами защиты информации, управление обновлениями программных и программно-аппаратных средств, в том числе средств защиты информации, с учетом особенностей функционирования значимого объекта, мониторинг и анализ зарегистрированных событий в значимом объекте, связанных с обеспечением безопасности (далее - события безопасности), сопровождение функционирования подсистемы безопасности значимого объекта в ходе ее эксплуатации, включая ведение эксплуатационной документации и организационно-распорядительных документах по безопасности значимого объекта; – Представить решения по централизованному управлению подсистемой безопасности объектов информационной инфраструктуры (при необходимости); – Разработать и согласовать план мероприятий по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры на случай возникновения нештатных (непредвиденных) ситуаций;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Разработать и согласовать проект Акта категорирования объекта критической информационной инфраструктуры. – Материалы проектной и рабочей документации в части информационной безопасности согласовать с подразделением информационной безопасности Предприятия электрических сетей, Департаментом комплексной безопасности персонала, объектов и информационной безопасности ПАО «МОЭСК», а также иными заинтересованными лицами. 3.Требования по обеспечению информационной безопасности. Требования по обеспечению информационной безопасности Порядок создания подсистемы информационной безопасности, построение этапов работ, а также разработка технической и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения». Обеспечить создание подсистемы информационной безопасности, а также обеспечить выполнение: – требований 187-ФЗ от 26.07.2017г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и подзаконных актов; – требований Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. № 31 - не ниже 3 класса защищенности автоматизированной системы управления; – требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» не ниже уровня 1 Г; – требований Распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140 «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ» (в редакции распоряжения ПАО «Россети» от 27.04.2016 № 178р и распоряжения ПАО «Россети» от 08.02.2019 г. № 70р); – средства защиты информации должны соответствовать требованиям не ниже 6-го или более высокого уровня доверия («Требования по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий», утвержденные приказом ФСТЭК России от 02.06.2020 N 76); Применяемое оборудование должно быть включено в Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации. Применяемое программное обеспечение должно быть

Наименование мероприятия	Технологические решения
	включено в Единый реестр российских программ для электронно-вычислительных машин и баз данных. Применяемое оборудование и программное обеспечение средств информационной безопасности, сети передачи данных, АСУТП, ТМ должно быть сертифицированным ФСТЭК России и/или допущенным к применению на объектах ПАО «Россети», в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 26.07.2023 № 305 «Об утверждении документов в области проверки качества (аттестации) оборудования, материалов и систем» и прошедшим проверку в соответствии с требованиями приказа ПАО «Россети» от 28.08.2020 № 391 «Об утверждении Методики проведения проверки цифрового оборудования и систем на соответствие требованиям безопасности информации, в том числе проведения проверки качества технических средств защиты информации в электросетевом комплексе». В случае модернизации, реконструкции или создания автоматизированной системы мониторинга и диагностики энергетического оборудования, обеспечить выполнение требований Приказа Министерства энергетики РФ от 06.11.2018 №1015 «Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования». При проектировании и выполнении работ, учесть мероприятия, выполняемые в рамках смежных проектов. Тома проектной и рабочей документации в части информационной безопасности и тома в части защищаемых объектов информационной инфраструктуры (системы АСУ ТП, ТМ, СДТУ, АСМД, дистанционного управления КА и/или оборудования РЗА) согласовать со структурным подразделением информационной безопасности филиала и ДКБПОиИБ ИА Общества. Обеспечить комплексную защиту информации, определяющей режим функционирования и/или раскрывающей систему защиты конкретного объекта, в случае ее передачи за пределы контролируемой территории. 1) Оборудование структурных компонентов (функциональных систем и подсистем) систем обеспечения безопасности объекта, а также помещений, в которых размещаются центральный и локальные пульты управления с устанавливаемым в них оборудованием, должно проводиться с учетом реализации технических мероприятий по защите

Наименование мероприятия	Технологические решения
	информации. 2) На структурные компоненты (функциональные системы и подсистемы) систем обеспечения безопасности объекта, разработать модели угроз для каждого типа энергообъекта. 3) Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с использование шифрования или технологии инспекции промышленных протоколов. 4) Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с использование шифрования. 5) Требования информационной безопасности, применяемые на всех объектах защиты: – в случае наличия парольной защиты доступа, все пароли по умолчанию должны быть изменены; – парольная политика к объектам защиты должна соответствовать установленным требованиям: по сложности пароля (не менее 12 символов, наличие символов в разном регистре, наличие специальных символов), сроку действия паролей и истории паролей; – доступ персонала вне зависимости от объекта защиты должен быть персонализирован, необходимо исключить (при наличии технической возможности) возможность доступа к объектам защиты под одной учетной записью (одним паролем) для различных работников; – встроенные учетные записи на всех компонентах объектов защиты должны быть отключены; – высший приоритет применения на объектах защиты должны иметь механизмы доступа с применением многофакторной аутентификации; – незадействованный функционал и компоненты объектов защиты должны быть отключены; – на всех объектах защиты и их компонентах, должны быть включены и настроены функции регистрации событий безопасности с передачей на специально выделенный сервер сбора информации подсистемы мониторинга информационной безопасности; – по всем компонентам объектов защиты должны быть установлены процедуры обновлений безопасности, время применения обновления безопасности на компонентах объектов защиты не должно превышать 24 часов. 6) Требования информационной безопасности, применяемые к информационно-телекоммуникационной сети (далее - ИТС): – должен быть организован периметр технологического сегмента ИТС Объекта. Организация сетевого периметра ИТС

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Объекта должна быть обеспечена посредством межсетевых экранов; – физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования; – физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования; – выделение сегментов должно обеспечиваться посредством, одновременного применения следующих технологий и методов в порядке эффективности защиты (при наличии такой возможности): – физическое выделение, посредством организации сегментов за счет выделенных коммутирующих устройств, подключаемых только к межсетевым экранам (наиболее защищенный вариант); – с применением средств криптографической защиты доступа к сети и защиты трафика (VPN) при условии, что указанные средства в сегменте образуются посредством установки специализированного ПО на каждом из конечных узлов (серверов, АРМ); – VLAN; – VRF. На каждом из Объектов в ИТС должны быть выделены сегменты управления: – сегмент управления ИТС (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления ИТС); – сегмент управления АСТУ (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления АСТУ); – сегмент управления подсистемами ИБ; – сегмент оперативного управления Объектом (имеет доступ персонал, осуществляющий оперативное управление оборудованием Объекта); – доступ к технологическому сегменту ИТС и другим входящим в него сегментам АС должен осуществляться только из сегмента оперативного управления; Взаимодействие сегментов должно ограничиваться следующими правилами: – доступ к сегментам управления из других сегментов запрещен; – взаимодействие между сегментами должно происходить исключительно через средства межсетевого экранирования;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– взаимодействие между сегментами автоматизированных систем должно обеспечиваться в случае необходимости только посредством выделения специализированных выделенных «буферных» сегментов; – правила на межсетевых экранах должны быть максимально точными включая указание адресов назначения и источника, портов назначения и источника; – для взаимодействия с внешними сетями и АС должны создаваться «демилитаризованные» зоны – сегменты сети, в которые могут обращаться внешние «потребители» и из которых исключена возможность инициации соединений во внутренние сегменты сети Объекта; – служебные протоколы оборудования, образующего ИТС, должны быть доступны только из сегмента управления ИТС; – должны быть отключены неиспользуемые и небезопасные (передающие информацию по сети в открытом, незашифрованном виде) протоколы и сервисы на сетевом оборудовании; – неиспользуемые порты на коммутационном оборудовании должны быть отключены логически и физически; – доступ на уровне ИТС должен осуществляться в случае необходимости дополнительных мер с применением протоколов 802.1x и фильтрации MAC адресов; – устройства беспроводной связи должны находиться физически и логически за организованным периметром ИТС Объекта; – технологические протоколы необходимо строго изолировать от внешнего проникновения; – на сетевом оборудовании должны быть включены функции от подмены сетевых адресов и меры защиты от внедрения ложной маршрутной информации в протоколы маршрутизации; – должен быть включен сбор событий на уровне трафика в сети и передаваться на сервер подсистемы мониторинга информационной безопасности для контроля легитимности сетевых соединений. 7) Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным системам (далее АС): – каждая АС должна быть изолирована, от других АС, при необходимости взаимодействия с другими АС, взаимодействие должно быть обеспечено методами, исключающими возможность его использование в деструктивных целях для обоих АС; – при необходимости сбора необходимой информации с АС, указанные АС должны позволять передавать информацию посредством отправки технологической и другой информации

Наименование мероприятия	Технологические решения
	инициируя соединения самостоятельно (по примеру протокола Syslog). Методы в виде опроса сервисов, баз данных и т.д. систем должны быть исключены; – должно обеспечиваться резервирование конфигураций и баз данных АС; – все применяемые АС должны иметь актуальную и доступную проектную и эксплуатационную документацию; – в целевом исполнении АС должны иметь механизмы электронной подписи и криптографической защиты информации, а также должны обладать процедурами двойного контроля или паритета ответственности, когда выполнение критических действий невозможно выполнить одновременно одним лицом; – прямой доступ к базам данных АС должен быть исключен; – территориально распределенные АС, с выведенным функционалом по управлению на централизованное удаление управление в частности АСТУ, должны позволять осуществлять перевод управления на нижний (местный, Объектовый уровень). Функция отключения указанного внешнего управления должна гарантировать исключение возможности включения удаленного управления из вне; – при выполнении контроля за АС необходимо обеспечить контроль за всеми ее компонентами на каждом конкретном Объекте (уровень системного программного обеспечения, уровень прикладного программного обеспечения (далее - ПО), уровень баз данных). 8) Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным рабочим местам (далее АРМ) и серверам: – На серверах АС и АРМ в обязательном порядке должны быть установлены средства антивирусной защиты с актуальными обновлениями; – Должна быть исключена возможность использования внешних устройств беспроводной связи на серверах и АРМ (блокировка необходимых портов как физически, так и логически); – Подключение внешних устройств хранения данных по умолчанию должно быть запрещено, подключение должно быть вызвано потребностью технологического бизнес-процесса и только на ограниченное время с контролем со стороны работника службы безопасности; – Должны быть включены пароли на доступ к встроенному ПО (BIOS, UEFI, сервисы управления) серверов и АРМ; – Должен применяться только необходимый и согласованный состав ПО на АРМ и серверах. При наличии возможности со стороны средств безопасности, установленных

Наименование мероприятия	Технологические решения
	на АРМ и серверах должна быть реализована политика белых списков в отношении, используемого ПО; – В целом исполнении доступ к АРМ и серверам должен обеспечиваться посредством средств многофакторной аутентификации; – Подключение к сети Интернет АРМ, с которых осуществляется выполнение критических операций должно быть запрещено; – Должен производиться контроль за хранением на серверах и АРМ парольной информации. В случае выявления должны быть инициированы проверки целостности скомпрометированных узлов и незамедлительная замена парольной информации для всех учетных записей, а также ревизия учетных записей; – На всех АРМ и серверах должны быть включены персональные межсетевые экраны с правилами минимально необходимыми для функционирования объектов защиты. Весь остальной сетевой доступ должен быть заблокирован. 9) Требования к оборудованию: – На всем технологическом оборудовании Объекта и оборудовании безопасности имеющим функции управления, должны быть максимально использованы функции безопасности при их наличии; – Оборудование должно подключаться только к своим сегментам ИТС; – Неиспользуемый функционал и интерфейсы связи должны быть отключены. 10) Требования к подсистемам информационной безопасности: Минимальный состав подсистем ИБ должен состоять из: – подсистемы антивирусной защиты; – подсистемы межсетевого экранирования ИТС и конечных узлов; – подсистемы анализа сетевого трафика и обнаружения компьютерных атак; – подсистемы мониторинга информационной безопасности (централизация сбора и анализа событий безопасности регистрируемых на конечных узлах Объекта с целью контроля и выявления нарушений). Предусмотреть сбор событий информационной безопасности для передачи в САЦ сетевой компании. Необходимость разработки мероприятий защиты информации для каждого конкретного объекта определяется по результатам предпроектного обследования. Использовать отдельные туннелированные каналы связи

Наименование мероприятия	Технологические решения
	(стандарт VPN) для телеизмерений, учёта и качества электроэнергии, средств физической безопасности). Создаваемые в рамках проводимых работ центральные и удаленные пульты управления безопасностью должны быть аттестованы на предмет соответствия требованиям РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» не ниже уровня 1Г. Требования к участникам: Участник торгово-закупочных процедур или член коллективного участника, чьими силами планируется выполнение работ в части обеспечения информационной безопасности, на момент подачи заявки должен отвечать следующим требованиям по наличию: – Лицензии ФСТЭК на деятельность по технической защите конфиденциальной информации согласно п.п. б), г), д), е) ст.4 Положения введенного Постановлением Правительства РФ 2012 года № 79; – Лицензии ФСБ на осуществлении работ по пунктам 2, 3, 8, 9, 12-14, 21-23 «Перечня выполняемых работ и оказываемых услуг, составляющих лицензируемую деятельность, в отношении шифровальных (криптографических) средств». 5.Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации (ПД): – Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». – Политика ПАО «Россети» в области информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций (Политика ИТТ, утверждена Советом директоров ПАО «Россети» (Протокол от 11.09.2017 №276). – ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».
Системы технологического видеонаблюдения	1. На подстанции провести обследование мест расположения первичного оборудования. Определить места установки видеокамер системы технологического видеонаблюдения. 2. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать: – визуальный контроль помещений ЗРУ и ОРУ цифровой ПС с основным технологическим оборудованием;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– визуальный контроль за работой и состоянием отдельных элементов, функциональных узлов и измерительных приборов оборудования; – визуальный контроль за помещениями оборудованными системами пожаротушения с анализом видеоинформации и формированием тревожных сигналов (визуальное обнаружение возгорания, наличие людей в защищаемом помещении, визуальный контроль работы систем противопожарной защиты); – визуальный контроль зон установки шкафов с микропроцессорным оборудованием и шкафов управления; – визуальный контроль положения дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на ОРУ, ЗРУ; – визуальный контроль за безопасным выполнением работ персоналом ремонтных бригад в помещениях с повышенной опасностью, ОРУ, ЗРУ. 3. Результаты обследования согласовать с ПАО «Россети Московский регион». 4. Обеспечить сбор в систему АСУТП и отображение на АРМ ОП видеосигнала от системы технологического видеонаблюдения. Экранные формы отображения видеоинформации определить на этапе проектирования и согласовать с ПАО «Россети Московский регион». 5. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать в автоматическом режиме позиционирование видеокамер на зону, в которой произошло срабатывание сигнализации (в том числе, при получении информации из АСУТП о срабатывании датчиков открытия дверей шкафов и т.д.) и вывод соответствующего изображения на АРМы диспетчера (в том числе удаленного). При выполнении операций с коммутационной аппаратурой или срабатыванием устройств РЗА должно обеспечиваться позиционирование видеокамер на коммутационный аппарат или на оборудование, на котором произошло короткое замыкание или сработали датчики технологических защит. 6. Видеокамеры, устанавливаемые в помещениях, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы и функцией ночного видения. 7. Видеокамеры, устанавливаемые на открытом воздухе, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы, размещаться в кожухе, иметь солнцезащитный

Наименование мероприятия	Технологические решения
	козырек, обеспечивать надежную работу в соответствующих климатических условиях, обеспечены устройствами грозозащиты. 8. Система технологического видеонаблюдения должна взаимодействовать с системой противопожарной защиты и обеспечивать приоритетное отображение на экране монитора зоны, из которой поступил сигнал тревоги. 9. Устройства контроля и управления должны обеспечивать последовательное и полиэкранное воспроизведение изображений от всех видеокамер, а также возможность одновременного просмотра и записи поступающих видеосигналов. 10. Видеокамеры должны обеспечивать возможность передачи изображения и управления с рабочего места удаленного пользователя после прохождения индивидуальной аутентификации пользователем. 11. Разрешение видеокамер должно обеспечивать на мониторах четкое изображение поступающих видеосигналов. 12. Электропитание устройств видеонаблюдения должно осуществляться от сети 220 В через устройство бесперебойного питания, работающее в режиме «ON-LINE».
Пожарная безопасность	1.Разработать раздел проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 года № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию». 2. Для обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений в проектной документации должны быть обоснованы: – противопожарный разрыв или расстояние от проектируемого здания или сооружения до ближайшего здания, сооружения или наружной установки; – принимаемые значения характеристик огнестойкости и пожарной опасности элементов строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения; – принятое разделение здания или сооружения на пожарные отсеки; – расположение, габариты и протяженность путей эвакуации людей при возникновении пожара, обеспечение противодымной защиты путей эвакуации, характеристики пожарной опасности материалов отделки стен, полов и потолков на путях эвакуации, число, расположение и габариты эвакуационных выходов; – характеристики или параметры систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– меры по обеспечению возможности проезда и подъезда пожарной техники, безопасности доступа личного состава подразделений пожарной охраны и подачи средств пожаротушения к очагу пожара, параметры систем пожаротушения, в том числе наружного и внутреннего противопожарного водоснабжения; – организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности здания или сооружения в процессе их строительства и эксплуатации. 3. При установке (реконструкции) противопожарных систем применять оборудование, позволяющее осуществлять его дистанционную настройку, управление и мониторинг состояния. 4. Приложить расчет категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, выполненный только расчетом в соответствии с действующими нормативными документами с учетом проектируемых технологических процессов, используемых технологических сред, геометрических размеров помещений, способов размещения, фактического количества и физико-химических параметров пожарной нагрузки. 5. При проектировании обеспечить выполнение требований, действующих федеральных нормативных документов в сфере пожарной безопасности, ведомственных норм технологического проектирования электросетевых предприятий, Политики в области пожарной безопасности ПАО «Россети».
Охрана труда при реконструкции действующих объектов электроэнергетики	1. Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 №903н, в редакции Приказа Минтруда РФ от 29.04.2022 N 279н); 2. Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 11.12.2020 №883н); 3. Правила по охране труда при работе на высоте (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. N 782н); 4. Регламент допуска персонала организаций для выполнения работ на объектах ПАО «Россети Московский регион» (утв. приказом от 05.04.2021 №333 в редакции приказов от 25.01.2022 № 65, от 07.02.2022 № 107, от 10.01.24 №9, 08.02.2024 № 136).
Энергетическая эффективность	1. Определить расход электрической энергии на собственные нужды ПС и расход электрической энергии на хозяйственные нужды с учетом: а) расчёта для выбранного типа (авто)трансформаторов расхода электрической энергии на технические потери и систему охлаждения при запланированном цикле нагрузки;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	б) выполнения сравнения на примере как минимум двух (авто)трансформаторов аналогичной мощности с улучшенными характеристиками по энергоэффективности. Если разница издержек основного и одного из альтернативных вариантов превышает разницу в стоимости таких вариантов в течение срока менее 7 лет, такой альтернативный вариант рекомендовать к установке (предпочтение отдается такому альтернативному варианту, разница стоимости которого по отношению к основному варианту покрывается за счет меньших технологических потерь). 2. Расчет технических потерь электрической энергии выполнить на основании методики расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 г. № 326, в программном комплексе РТП 3 с учетом коэффициента загрузки (авто)трансформатора равного 0,4. Допускается принять другой коэффициент загрузки при условии его обоснования в работе. Время работы (авто)трансформатора принять 8760 часов/год. Расход электрической энергии на системы охлаждения (авто)трансформаторов принять согласно Инструкции по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции (РД 34.09.208). При отсутствии в инструкции данных по требуемому типу системы охлаждения информацию получить у производителя. 3. Выполнить подключение энергопринимающих устройств, не относящихся к собственным нуждам подстанции, к щиту хозяйственных нужд подстанции и организовать отдельный учет потребления электроэнергии на хозяйственные нужды в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94). 4. Обеспечить установку автоматики включения/отключения по температурному режиму на отопительные приборы и устройства кондиционирования подстанции в помещениях, используемых обслуживающим персоналом (общеподстанционный пункт управления, складские помещения, помещения, используемые персоналом подразделений РЗА). 5. Предусмотреть установку энергоэффективного освещения. В туалете, коридорах, на лестницах и в складских помещениях установить автоматику отключения освещения. 6. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Энергетическая эффективность», в электронном виде.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Проектная документация с поясняющими рисунками и схемами предоставляется в формате .pdf (Adobe Acrobat Reader) без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать) в электронном виде. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц. Предоставить на рассмотрение и согласование расчетные модели, использованные для проведения расчетов технических потерь электрической энергии, в электронном виде в формате программного комплекса РТП 3 (*.fdb) на CD с применением пароля для защиты от несанкционированного доступа.
Инженерно-обеспечивающие системы	Обеспечить выполнение в полном объеме, предшествующих проектированию и строительству топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, и экологических изысканий и исследований на площадке строительства объектов. Объем изысканий и исследований должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта. На основании инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий при строительстве нового объекта, при обнаружении высокого уровня грунтовых вод в обязательном порядке в смету затрат включать работы по устройству дренажной системы и водоотведения грунтовых вод до городской системы водостока. Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических объектов должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет. При строительстве зданий и сооружений преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями, при строительстве крупногабаритных зданий допускается применение кирпича. Фундаменты зданий выполнить в соответствии с геологическими изысканиями грунтов, исключающих в процессе эксплуатации их выдавливание и проседание, выполнить защитную гидроизоляцию фундаментов, фундаменты модульных зданий в зависимости от инженерно-геологических изысканий должны быть свайные, столбчатые, ленточные. При наличии полуподвальных и подвальных помещений они должны обеспечиваться наружной дренажной системой отвода грунтовых, талых и дождевых вод, иметь наружную гидроизоляцию оснований и стен. Конструкция крыши должна быть одно, двух (или более)

Наименование мероприятия	Технологические решения
	скатной с жестким кровельным покрытием и антигололедными системами, снегозадержателями с организованным водостоком. Заполнение оконных проемов выполнить стеклопакетами из ПВХ. Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума. В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками, которые должны легко сниматься или открываться изнутри помещения без применения инструментов. Входные и наружные двери всех помещений необходимо выполнять из металла с внутренними замками. Здания должны быть оборудованы: отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией, специализированные помещения должны быть оборудованы в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. На вентиляционных проемах и отверстиях установить металлическую сетку с мелкой ячейкой, для препятствия проникновения мелких животных и птиц. Места прохода коммуникаций через наружные стены должны заделываться гидроизоляционными материалами. Помещения для работы обслуживающего персонала должны оборудоваться системами водоснабжения и канализации и подключатся к централизованным источникам, а при их отсутствии, устройство септиков накопителей. Систему хозяйственно-питьевого водопровода зданий выполнить из стальных оцинкованных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75*, систему внутренней бытовой канализации зданий выполнить из полипропиленовых канализационных труб по ГОСТ 32414-2013, (при наличии в районе строительства городских инженерных сетей, водопровода и канализации). Наружные сети хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода низкого давления следует предусматривать из полиэтиленовых труб по ГОСТ18599-2001.Наружные самотечные сети бытовой канализации - из полипропиленовых гофрированных труб по ГОСТ Р 54475-2011, (при наличии в районе строительства городских инженерных сетей, водопровода и канализации). В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно - напряженные железобетонные стойки, сплошные блоки из тяжелого бетона, железобетонные сваи, монолитные и винтовые сваи. Стальные опоры под оборудование, а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего цинкования. При устройстве фундаментов под трансформаторы и

Наименование мероприятия	Технологические решения
	маслоприемных устройств маслонаполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона. При устройстве маслохозяйства (маслоприемников, маслоотводов и маслосборника) необходимо руководствоваться требованиями ПУЭ 6-7 изд. (п.4.2.69). Маслосборник оборудовать КИПиА уровня заполнения резервуара с выводом сигнализации в здание ПС. Дно маслоприемника аварийного слива масла от трансформатора должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка с засыпкой гравием только отводящего приямка по металлической решетке, что выполняет роль огнепреградителя. Для защиты железобетонных фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона В25, по водонепроницаемости W6-W8 и морозостойкости F200, а также бетон на сульфато-стойком цементе. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов гидроизоляцией (в том числе их надземной части) в соответствии с действующими нормами. При обустройстве территории ОРУ спланировать территорию. В местах проезда специализированного транспорта устроить асфальтовое или бетонное (возможно использование дорожных плит) дорожное покрытие. На территории ОРУ кабели необходимо прокладывать надземным способом в кабельных каналах. Кабельные каналы должны быть уложены на специальных бетонных (или железобетонных) основаниях с уклоном не менее 0,2% по спланированной трассе таким образом, чтобы не препятствовать стоку ливневых вод. При наличии в днищах наземных лотков проемов, обеспечивающих выпуск ливневых вод, создавать уклон не требуется. Предусмотреть при необходимости переходы через кабельные каналы. В виде двухсторонних металлических лестниц, огражденных поручнями с двух сторон. Шириной ступени 250-300 мм и подступенком 150 мм. Металл необходимо защитить от коррозии.
Здания и сооружения	На основании Приказа от 05.03.2013 г. №185 проводить оформление паспортов на здания и сооружения, как дополнительные технические паспорта к паспортам БТИ на вводимые в эксплуатацию новые здания и сооружения, согласно Приложению №1 и Приложению №2 к приказу №185.

Наименование мероприятия	Технологические решения
Разработка дизайнерских решений	При разработке Архитектурно-градостроительного решения объекта капитального строительства необходимо руководствоваться требованиями действующего в ПАО «Россети Московский регион». Руководства по управлению фирменным стилем (Бренд - бук) в части корпоративных цветов, а также представить на согласование в департамент по связям с общественностью вариант внешнего вида объекта в 3д проекции с описанием предлагаемых материалов и колористических решений.
Освещение	При проектировании освещения подстанции необходимо предусмотреть применение энергосберегающих светодиодных светильников со сроком службы не менее 10 лет. Периметральное освещение должно включаться вручную и автоматически от датчика освещенности. Освещение ОРУ и внутриподстанционных площадок должно включаться вручную. Запрещено применение светильников и указателей со встроенными аккумуляторными батареями, все аварийные осветительные и указательные приборы должны быть запитаны от СОПТ в послеаварийном режиме, все указанные приборы должны иметь возможность питания переменным и постоянным током 220 В. Выключатели основного освещения в помещениях должны быть установлены в ряду ближе к входной двери, аварийного – дальше. На лестничных клетках, а также в проходных помещениях необходимо устанавливать систему проходного управления светом. Схема питания освещения ОРУ должна быть кольцевой с обеспечением возможности вывода из работы любого участка кабельной линии и осветительного прибора.
Мероприятия по охране окружающей среды	**В части заходов:** В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими нормативными документами предусмотреть мероприятия по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействие электросетевых объектов (ЛЭП) на окружающую среду на период проведения строительных работ и последующей эксплуатации. Проектирование вести по результатам выполненных инженерно-экологических изысканий. В соответствии с действующими нормативными документами разработать разделы проектной документации: – Мероприятия по охране окружающей среды; – Дендрологическая часть проекта (при необходимости);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Проект благоустройства и озеленения (при необходимости). – Проект рекультивации земель (при необходимости). Содержание раздела 6 «Мероприятия по охране окружающей среды» выполнить согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (п. 40). Выделить подразделы с описанием мероприятий по отдельным компонентам окружающей среды (воздух, вода, почва, отходы, растительный и животный мир). Представить полный перечень отходов, образующихся в период строительства. Указать, что все образующиеся отходы передаются по договорам организациям, имеющим лицензии на обращение с данными видами отходов. В графической части представить ситуационный план (карту-схему) с указанием размещения проектируемых объектов, границ зон с особыми условиями использования территории (ООПТ, водоохранных зон и т.д.), местоположением ближайших к участку проектирования нормируемых объектов (жилой застройки). **В части ПС:** В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими нормативными документами предусмотреть мероприятия по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействие электросетевого объекта (подстанции) на окружающую среду на период проведения строительных работ и последующей эксплуатации. Проектирование вести по результатам выполненных инженерно-экологических изысканий. В соответствии с действующими нормативными документами разработать разделы проектной документации: – Перечень мероприятий по охране окружающей среды; – Дендрологическая часть проекта (при необходимости); – Проект благоустройства и озеленения (при необходимости). Содержание раздела 8 «Мероприятия по охране окружающей среды» выполнить согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (п. 25). Выделить подразделы с описанием мероприятий по отдельным компонентам окружающей среды (воздух, вода,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	почва, отходы, растительный и животный мир). Разработать мероприятия по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения на территории жилой застройки (при необходимости). Представить полный перечень отходов, образующихся в период строительства. Предусмотреть передачу всех образующихся отходов по договорам организациям, имеющим лицензии на обращение с данными видами отходов. Деятельность по обращению с отходами строительства и сноса, в т.ч. грунтами, осуществлять в соответствии с Порядком, утв. распоряжением Минэкологии Московской области от 25.02.2021 № 134-РМ. Выполнить расчеты уровней шумового воздействия на территорию, непосредственно прилегающую к ближайшей жилой и социальной застройке, на период эксплуатации, с учетом установки новых трансформаторов. При необходимости разработать технические мероприятия по защите от шума (предусмотреть проектом установку шумозащитных экранов / камер шумоглушения). В графической части представить ситуационный план (карту-схему) с указанием размещения проектируемых объектов, границ зон с особыми условиями использования территории (ООПТ, водоохранных зон и т.д.), местоположением ближайших к участку проектирования нормируемых объектов (жилой застройки).
Благоустройство	Работы по благоустройству территории необходимо проводить после окончания строительно-монтажных работ. Перед началом работ по благоустройству необходимо осуществить вывоз всех образовавшихся в ходе проведения работ строительных отходов, оборудования и др., освободить площадки от временных зданий и сооружений, очистить площадки от дренирующих и щебеночных грунтов, спланировать поверхности в существующих отметках. Перечень работ по благоустройству должен включать в себя восстановление и устройство дорожных покрытий, проездов, дорожек, тротуаров и газонов для территорий различного функционального назначения. При планировании работ по благоустройству территорий необходимо учитывать требования: – Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 (ред. от 27.05.2022) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"; – СП 82.13330.2016. Свод правил. Благоустройство территорий. Актуализированная редакция СНиП III-10-75;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– СП 68.13330.2017. Свод правил. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 3.01.04-87»; – ГОСТ Р 59057-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель; и др.
Требования по установлению санитарно-защитных зон	Отдельным томом разработать проект санитарно-защитных зон объекта, согласовать его и подготовить пакет документов для установлении санитарно-защитных зон и направления в уполномоченный орган в целях принятия решения об установлении санитарно-защитных зон.

8. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.

Проектирование выполнить согласно требованиям Типового ЗП (распоряжение №628р от 17.11.2017).

Проектирование выполнить в соответствии с Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008 (с изменениями и дополнениями) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" и в соответствии с ГОСТ Р 21.101-2020 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

Проектная документация должна быть согласована с:

– ПАО «Россети Московский регион»;

– филиалом ПАО «Россети Московский регион» - «Северные электрические сети»;

– Центральным Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Центральному Федеральному Округу;

– Московским РДУ;

– Главным управлением культурного наследия (при необходимости - государственной историко-культурной экспертизой);

– Межрегиональным территориальным управлением воздушного транспорта центральных районов Федерального агентства – в случае размещения объекта в границах ЗОУИТ - приаэродромной территории;

и другими заинтересованными организациями.

При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки проектно-сметной документации.

До начала разработки проектной документации Проектировщик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком состав проекта, в соответствии с которым осуществляется дальнейшее проектирование и приемка выполненных работ.

В части «Цифровых подстанций»:

1. Состав предоставляемых на согласование АО «СО ЕЭС» материалов (оформляются отдельным(ми) томом(ами)):

а) схемы распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗА, АСУ ТП (ССПИ, ТМ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ) на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями,

на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) с отражением функций;

б) функциональные блок схемы взаимодействия устройств РЗА между собой и с внешними устройствами, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между устройствами РЗА, преобразователями аналоговых сигналов и преобразователями дискретных сигналов;

в) принципиальные, функционально-логические схемы и схемы программируемой логики устройств РЗА;

г) ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, СА, ПА и необходимые для этого расчеты токов КЗ;

д) решения по регистрации аварийных событий и процессов;

е) схемы организации передачи сигналов и команд РЗА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов, а также схему организации передачи доаварийной информации для ПА с учетом резервирования каналов;

ж) схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.

2. Отдельным(ми) томом(ами) выполнить/определить/подготовить:

2.1 Функциональные блок схемы взаимодействия вновь устанавливаемых типовых шкафов между собой (с учетом структурно-функциональных схем типовых шкафов), с существующими устройствами (комплексами) РЗА, коммутационными аппаратами, ТТ и ТН:

а) наименования сигналов в семантике серии стандартов МЭК 61850 с указанием передаваемых объектов/атрибутов данных;

б) используемых коммуникационных сервисов передачи данных (Sampled Values, GOOSE, Report и др.).

2.2. Файл SSD (System Specification Description) с описанием однолинейной схемы объекта проектирования, а также распределения логических узлов первичного оборудования и функций вторичных подсистем по присоединениям в синтаксисе языка SCL (System Configuration Language).

2.3. Файл SCD с описанием схемы распределения логических узлов первичного оборудования и функций.

2.4. Предусмотреть для устройств (комплексов) РЗА, в части цифровых коммуникаций, селективную сигнализацию о неисправности связей по отдельным GOOSE/Sampled Values-сообщениям с выводом информации на МП устройство РЗА и в АСУ ТП по отказавшему соединению.

2.5. Структурную схему АСУ ТП с отражением топологии ЛВС, применяемых устройств (комплексов) РЗА, используемых протоколов резервирования в сети и точной синхронизации времени.

2.6. Распределение информационных потоков данных по шине станции и шине процесса.

2.7. Предусмотреть установку системы мониторинга сетевого трафика и контроля соответствия передачи данных по протоколам GOOSE, Sampled Values и MMS электронному проекту (SCD-файлу) с мониторингом аномальных режимов и регистрацией событий на основе сообщений GOOSE/Sampled Values, включающую в себя в том числе:

а) оценку текущей загруженности ЛВС;

б) анализ сообщений протоколов GOOSE, Sampled Values и MMS на предмет потери или искажения пакетов;

в) анализ конфигурации информационной сети (анализ соответствия сети SCD-

файлу);

г) контроль появления MAC-адресов в информационной сети для обеспечения информационной безопасности;

д) контроль появления не авторизированных сообщений в сети (белый шум);

е) выдача сигнализации о неисправностях и ошибках сети в АСУ ТП;

ж) блокировка портов коммутаторов (критерии блокировки определить при проектировании).

2.8. Расчет загруженности ЛВС с учетом выбранной топологии информационной сети и максимальной загрузки в режиме повышенной информационной нагрузки «шторм».

2.9. Отдельной спецификацией необходимо представить наименования сигналов в семантике серии стандартов МЭК 61850 и соответствующее им наименование из поля «Описание» (Description).

При выборе оборудования разработать и согласовать в составе проекта (РД) типовые технические спецификации на основании типовых опросных листов на основное электротехническое оборудование, утвержденных Приказом Общества от 16.08.2018 № 932 «Об утверждении типовых опросных листов», а также опросные листы (технические спецификации) на вторичное оборудование по шаблону рекомендуемой универсальной формы технической спецификации (приложение 3, 4 к приказу Общества от 22.05.2018 № 559 «Об утверждении регламента «Организация централизованного материально-технического снабжения» с учетом изменений по Приказу от 25.09.2018 № 1078)

9. Особые условия.

Проектная организация предоставляет ПАО «Россети Московский регион» все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты.

Оформление текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной документации, выполнить в соответствии с приказом Минрегиона России от 02.04.2009 №108 «Об утверждении правил выполнения и оформления текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной и рабочей документации».

Согласование документации осуществляется в системе «Архив ПСД» с заведением документации в электронном виде через личный кабинет Проектировщика.

Проектирование выполнить согласно требованиям Типового ЗП, (распоряжение №628р от 17.11.2017).

В соответствии с «Инструкцией по порядку согласования сметной документации по объектам строительства Общества», утвержденной приказом ПАО «Россети Московский регион» от 24.10.2024 №1084, сметная документация, после получения положительного заключения экспертизы, подлежит проверке в департаменте ценового контроля ПАО «Россети Московский регион».

10. Выделение этапов строительства.

Возможность подготовки проектной документации в отношении отдельных этапов строительства должна быть обоснована расчетами, подтверждающими технологическую возможность реализации принятых проектных решений при осуществлении строительства по этапам.

Проектная документация в отношении отдельного этапа строительства разрабатывается в объеме, необходимом для осуществления этого этапа строительства. Указанная документация должна отвечать требованиям к составу и содержанию разделов проектной документации, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87, для объектов капитального строительства.

Под этапом строительства понимается строительство одного из объектов капитального строительства, строительство которого планируется осуществить на одном земельном участке, если такой объект может быть введен в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных объектов капитального строительства на этом земельном участке, а также строительство части объекта капитального строительства, которая может быть введена в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных частей этого объекта капитального строительства.

При необходимости неодновременной подачи на государственную экспертизу проектной документации по выделенным этапам строительства проектную документацию на каждый этап строительства сформировать отдельными комплектами в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Выделение работ по демонтажу зданий, строений, сооружений и т.п. в отдельный этап строительства, который не содержит строительство (реконструкцию) объектов, подлежащих вводу в эксплуатацию на таком этапе строительства, запрещается.

11. Исходные данные для разработки проектной документации.

Перечень исходных данных, сроки их подготовки и передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком. Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Исходные данные, передаваемые Заказчиком Проектной организации:

– Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский Регион» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102;

– Настоящее ЗП;

– Типовое ЗП (распоряжение №628р от 17.11.2017).

Исходные данные предоставляются по письменному запросу от Проектной организации.

12. Прочие сведения.

12.1. Документация, передаваемая проектной организацией заказчику.

Сформировать и передать заказчику комплекты документации в полном объеме, в том числе:

Проектная и рабочая документация, согласованная в установленном порядке (комплект с согласованиями) передается заказчику в следующем количестве:

– бумажная версия – по 2 экземпляра;

– электронная версия в формате *.pdf (цвет, с согласованиями, с разбивкой по

томам, каждый том отдельным файлом) – 3 экземпляра на 3-х компакт дисках (в т.ч. 2 экз. – для торгово-закупочных процедур);

– электронная версия в системе AutoCAD (*.dwg) и текстовые документы в системе MS Office – 1 экземпляр.

Сметная документация передается заказчику в следующем количестве:

– бумажная версия – 2 экземпляра;

– электронная версия в формате *.pdf – 3 экземпляра на 3-х компакт дисках (в т.ч. 2 экз. – для торгово-закупочных процедур);

– электронная редактируемая версия сметной документации:

– в формате Smeta.ru (*.sob) – 1 экз.;

– в формате АРПС 1.10. (*.apr) – 1 экз.;

– в формате MS Office Excel – 1 экз.

Количество экземпляров передаваемой проектной организацией заказчику по договору должно соответствовать указанному в ЗП.

12.2. Разработка программы ПНР и комплексного опробования (индивидуальных испытаний) оборудования.

При необходимости, разработать отдельным томом программу ПНР. Объем и нормы испытаний электрооборудования и ПНР определить проектом в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», производителей оборудования, ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

12.3. Авторский надзор.

Авторский надзор осуществлять на протяжении всего периода строительства и ввода объекта капитального строительства в эксплуатацию в соответствии с требованиями свода правил СП 246.1325800.2016 «Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений», утвержденных Приказом Минстроя России от 19.02.2016 №98/пр.

12.4. Требования по обеспечению защиты сведений, составляющих государственную тайну.

При получении инженерно-геодезических изысканий, выполненных на секретной геоподоснове, либо использование иных документов, содержащих секретные сведения, необходимо при выполнении работ обеспечить соблюдение требований законодательных и иных нормативных актов Российской Федерации по обеспечению защиты сведений, составляющих государственную тайну.

Обеспечить выполнение требований закона РФ от 21.07.1993 №5485-1 «О государственной тайне».

12.5. Согласование проекта.

Согласование документации с Московским РДУ выполняет ПАО «Россети Московский регион».

Согласование документации с остальными организациями, указанными в разделе 8, всеми землепользователями и другими заинтересованными организациями выполняет Проектная организация.

Не допускается передача проектной документации в ГАУ «Московская государственная экспертиза» (Мособлэкспертиза) до согласования ее с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ в полном объеме.

Срок действия настоящего ЗП составляет: 5 лет с момента утверждения.

Приложение Б (Обязательное)
Изменение № 1 к Заданию на проектирование

СОГЛАСОВАНО
Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ

(подпись) **А.С. Куделин** (ФИО)

09.06.2025

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ПАО «Россети Московский регион»

(подпись) **Д.Б. Гвоздев** (ФИО)

Идентификационный номер специалиста

П	**И**	**-**	**1**	**2**	**2**	**5**	**1**	**8**

№ 153-13/ГД/02/258 от 10.06.2025

Задание на проектирование

по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»
(Дополнение № 1)

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

_____
(наименование организации)

_____
(должность)

_____
(Ф.И.О.)

_____
(подпись)

«_____»_____ 20__ г.

М.П.

ГИП _____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

Москва 2025 г.

2

В целях обеспечения безаварийного прохождения ОЗП 2025/2026 гг. для разгрузки существующих трансформаторов, в Задание на проектирование по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино» № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 внести следующие изменения в части обеспечения установки мобильной модульной ПС 110/10(6) кВ с трансформатором мощностью 20 МВА (далее – ММПС 110/10(6) кВ).

1. Раздел 2 «**Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации**» принять в следующей редакции:

НТД указаны в Едином реестре нормативно-технических документов группы компаний «Россети» по обеспечению надежности и безопасности объектов электросетевого хозяйства, утвержденном приказом ПАО «Россети» от 29.02.2024 № 89 (в редакции приказа от 26.07.2024 № 329) (далее – Единый реестр НТД). Документ размещен на официальном сайте ПАО «Россети» в разделе «Единая техническая политика» https://www.rosseti.ru/suppliers/technical-policy.

Также необходимо учесть следующие НТД:

– ГОСТ Р 71170-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проверка соответствия номинального тока отключения выключателей 110 кВ и выше расчетным уровням токов короткого замыкания. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 71403-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах»;

– ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением.

При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в Едином реестре НТД и данном задании на проектирование.

2. В раздел «7. Основные характеристики проектируемого объекта» включить подраздел «**Временные решения**».

Наименование мероприятия	Технологические решения
Временные решения	**<u>В части ПС</u>** Установить ММПС 110/10(6) кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 мощностью 20 МВА для разгрузки существующих Т-1, Т-2, и Т-3 ПС 35 кВ

3

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Вахромеево, без подключения дополнительной нагрузки. Для разгрузки ПС 35 кВ Вахромеево выполнить: 1. Строительство КЛ-6 кВ от ЗРУ 6 кВ ММПС до АСП-6 кВ № 3880, ориентировочно длиной 0,45 км; 2. Строительство двух КЛ-6 кВ (заход-выход) от ВЛ-6 кВ фид.6 ПС 35 кВ Вахромеево до РУ 6 кВ ММПС, ориентировочно длиной 0,1 км каждая. В месте присоединения КЛ-6 кВ к ВЛ-6 кВ установить ЛР -3шт. Точку подключения ММПС 110/10(6) кВ к сети 110 кВ, режимы работы и параметры ММПС 110/6 кВ определить проектом на основании расчетов электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания для этапа временного подключения ММПС 110/10(6) кВ в соответствии с требованиями подраздела «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания» задания на проектирование. После строительства ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА произвести демонтаж ММПС 110/10(6) кВ мощностью 20 МВА. Схему фазировки цепей первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго № 41-24/93 от 20.07.1981 «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов». Проектом предусмотреть мероприятия, исключающие снижение надежности электроснабжения ПС на длительный период, при необходимости разработать временные и пусковые схемы включения. **<u>В части Релейной защиты и автоматики (РЗА)</u>** 1. Технические характеристики существующих ТТ и подключенных к ним устройств РЗА, в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА, ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях», ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в

4

Наименование мероприятия	Технологические решения
	переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением». 2. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и ГОСТ Р 71403-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах». 3. Проектирование средств регистрации аварийных событий должно вестись в соответствии с ГОСТ Р 58601-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования. 4. Проектирование релейной защиты и автоматики и последующие строительно-монтажные и пусконаладочные работы по РЗиА выполнить в соответствии с результатами предпроектного обследования объекта с учётом: «Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики». 5. Количественный и качественный состав РЗА на ПС 110 кВ Ермолино определить проектом. 6. В состав проектной документации по РЗА должна входить пояснительная записка, включающая проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с включением нового оборудования, а также для подтверждения принципов выполнения и уточнения качественного и количественного состава существующих устройств РЗА, а также устройств РЗА предусмотренных к установке. 7. Предоставить в Московское РДУ не позднее, чем за

5

Наименование мероприятия	Технологические решения
	шесть месяцев до намечаемого ввода объекта, параметры вновь включаемого (реконструируемого) оборудования, согласованную схему размещения устройств РЗА, схему организации каналов связи для функционирования устройств РЗА, рабочую документацию по РЗА и принципиальные проектные схемы основных и резервных защит оборудования (ЛЭП, шин) напряжения 110 кВ в соответствии с пунктом 23 Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Министерства энергетики России от 13.02.2019 № 100. 8. В состав рабочей документации по РЗА должны входить: – Пояснительная записка, включающая проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с включением нового оборудования, а также бланк уставок, содержащий параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета. – Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии). – Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд. – Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА. – Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА. – Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА. – Схемы организации цепей напряжения устройств

6

Наименование мероприятия	Технологические решения
	РЗА. – Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей. Технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации. **<u>В части Автоматизированной системы телеконтроля и управления</u>** Оборудование системы телемеханики (ПТК ТМ) должно иметь статус оборудования российского происхождения и, на момент поставки, должно иметь подтверждающие документы, в соответствии с действующим на тот момент законодательством РФ о соответствии степени локализации установленным требованиям уполномоченных регулирующих органов (Министерство Промышленности и Торговли РФ) для подтверждения целевой степени локализации производства». Проектируемое сетевое оборудование должно иметь Сертификат соответствия «Правилам применения оборудования коммутации и маршрутизации пакетов информации» и декларации Федерального агентства связи. Проектируемое оборудование ПТК ТМ должно быть сертифицировано на соответствие требованиям ГОСТ IEC 60870-4-2011. Проектируемое сетевое оборудование должно быть сертифицировано на соответствие требованиям технического ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005, ГОСТ IEC 61000-6-5-2017, IEC 1613.1-2013. Проектируемые модули УСО нижнего уровня должны быть сертифицированы на соответствия требованиям технического МЭК 61850, редакция 2, части 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4, 8-1. Технические средства, выполняющие в ПТК ТМ функции измерения, должны быть внесены в Госреестр средств измерений Российской Федерации и иметь действующие сертификаты калибровки. Применяемые технические решения должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-002-2016 «Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования.» для подстанций

7

Наименование мероприятия	Технологические решения
	соответствующего класса напряжения. ПТК ТМ должен обеспечивать реализацию мер по защите информации от несанкционированного доступа за счет обеспечения соответствия требованиям законодательства Российской Федерации к информационной безопасности. ПТК ТМ должен представлять собой иерархическую, рассредоточенную, распределенную МП систему, состоящую из аппаратно- и программно-совместимых технических средств. ПТК ТМ должен представлять собой комплекс, работающий в автоматизированном режиме и обеспечивающий сбор технологической информации с оборудования ММПС и передачу этой информации в ПТК ТМ ПС Ермолино в стандарте МЭК 61850, Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и на ДП ЦУС ПАО «Россети Московский регион») в формате протокола МЭК 60870-5-104. Для решения задач оперативного обслуживания ММПС ПТК ТМ должен обеспечивать возможность выполнения следующих функций: – автоматический сбор текущих режимных параметров электрической сети и состоянии схемы ММПС; – сбор значений аналоговых и дискретных параметров; – выдача управляющих воздействий; – обмен информацией с вышестоящими уровнями управления; – контроль функционирования устройств системы; – синхронизация времени устройств системы; – присвоение меток времени; – устранение влияния «дребезга» контактов; – программная обработка данных; – проверка достоверности значений; – безопасность хранения данных и программного обеспечения; – диагностику работы технических средств и программного обеспечения. В составе ПТК ТМ должны применятся два контроллера для резервирования функций системы и улучшения показателей готовности системы (согласно рекомендациям ГОСТ IEC 60870-4-2011 п.А.2 приложения А).

8

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Единовременно в работе должен находиться один контроллер. Второй контроллер должен находиться в «горячем» резерве, т.е. прикладные задачи должны быть запущены, базы данных должны поддерживаться в актуальном состоянии. ПТК ТМ должен поддерживать возможность информационного обмена с вышестоящими уровнями управления по резервируемым каналам связи с автоматическим переключением на резервный канал связи в случае отказа основного канала и возврата обратно при восстановлении работоспособности основного канала связи. В ПТК ТМ должна быть предусмотрена программная блокировка, исключающая одновременное управление из разных мест управления. Применяемые в составе ПТК ТМ контроллеры должны иметь защиту от зависания устройств – сторожевые таймеры. Должна быть обеспечена возможность контроля работоспособности измерительных преобразователей и устройств сбора ТС (модулей УСО). При выявлении неработоспособности указанных устройств параметры, соответствующие отключенному (вышедшему из строя) устройству сбора, должны иметь признак недостоверности (некорректности) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. Оборудование ПТК ТМ должно быть реализовано в промышленном безвентиляторном исполнении для обеспечения работы в жестких условиях промышленной эксплуатации на станции (низкая (-40С) или высокая температура (+70С), наличие пыли, влаги и вибрации). Модули УСО нижнего уровня ПТК ТМ должны иметь количество каналов ввода/вывода кратное 8, не менее двух оптических или электрических (комбирированных) Ethernet портов 100Мбит/с, поддержку протоколов синхронизации NTP, PTP, протоколов резервирования связи PRP. Модули УСО должны иметь возможность распределенной установки на действующем оборудовании ПС (шкафы РЗА, шкафы управления коммутационными аппаратами, ящики зажимов, действующие шкафы существующей системы ТМ и т.п.). Устройства ПТК ТМ не должны давать ложных команд управления при: – снятии и подаче электропитания и оперативного тока,

9

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– снижении или повышении напряжения электропитания и оперативного тока, а также замыканиях на землю в этих цепях; – перезапуске устройства и т.п. Для запрета выполнения команд телеуправления должны быть предусмотрены специальные общие ключи или переключающие устройства, обеспечивающие аппаратные способы вывода из работы функции телеуправления. Должна быть предусмотрена сигнализация текущего положения общих ключей или отключающих устройств. Модули УСО должны иметь возможность «горячей замены», без отключения питания системы ТМ и перезагрузки контроллера. Питание ПТК ТМ должно осуществляться от системы оперативного постоянного тока ММПС, имеющей номинальное напряжение 220В. Так же должна быть предусмотрена возможность работы ПТК ТМ от источника бесперебойного питания. Оборудование электропитания системы ТМ должно обеспечивать передачу телеметрической информации о состоянии работы в систему телемеханики. Контроллеры, коммутаторы, серверы, входящие в состав ПТК ТМ, должны иметь встроенные средства контроля технического состояния с возможностью передачи значений контролируемых параметров на вышестоящие уровни управления. Программное обеспечение ПТК ТМ должно обеспечивать возможность обработки не менее 5000 параметров. Программное обеспечение ПТК ТМ должно обеспечивать возможность локального и удаленного конфигурирования (параметрирования), тестирования и диагностики устройств ПТК. Контроллеры, измерительные преобразователи, модули УСО, коммутаторы, серверы, входящие в состав ПТК ТМ, должны обеспечивать функционирование в непрерывном круглосуточном режиме в течение установленных сроков службы, при условии проведения требуемых производителем ПТК технических мероприятий по обслуживанию. Контроллеры, измерительные преобразователи, модули УСО, коммутаторы, серверы, входящие в состав ПТК ТМ, должны быть рассчитаны на работу без обслуживающего персонала.

10

Наименование мероприятия	Технологические решения
	В тракте телеизмерений должны использоваться цифровые измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5 (для строящихся, реконструируемых объектов – не хуже 0.5S) с цифровыми интерфейсами. Преобразователи должны удовлетворять следующим техническим требованиям: – погрешность измерения основных электрических параметров – не хуже 0,5%; – поддержка протоколов с метками времени и открытыми спецификациями; – возможность привязки телеизмерений к меткам времени; – частота обновления измеряемых/вычисляемых параметров на выходе прибора – не более 1 сек; – возможность построения схемы опроса всех измерителей в системе за время, не более 1 сек. Все используемые в составе ССПИ средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь действующее свидетельство о поверке. Должна быть обеспечена возможность установки апертуры для всех передаваемых параметров ТИ, независимо для каждого параметра. Передача ТИ в диспетчерские пункты должна осуществляться в инженерных единицах. Сбор телеинформации с измерительных преобразователей, контроллеров и датчиков (за исключением датчиков неэлектрических величин) должен осуществляться по протоколу, обеспечивающему передачу меток времени и кодов качества. Должна быть обеспечена возможность реализации алгоритмов замещения и оперативного дорасчета параметров, в том числе установка заданных (ручных) значений дежурным персоналом объекта электроэнергетики любому передаваемому параметру, параметры, имеющие заданное (ручное) значение, должны иметь соответствующие признаки (замещения, блокировки) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. ПТК ТМ должен обеспечивать телемеханизацию КРУ 10(6) кВ, расположенного на Модуле НН ММПС, в объеме требований к передаваемой оперативной информации о состоянии присоединений 10(6) кВ ММПС, предъявляемых со стороны ПАО «Россети Московский регион».

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Размещение устройств ПТК ТМ (контроллеры, коммутаторы, устройства синхронизации времени, модулей УСО и измерительных преобразователей для присоединения 110 кВ) должно производится в шкафу ССПИ в помещении ОПУ, расположенном на Модуле НН ММПС. Размещение устройств ПТК ТМ (модулей УСО и измерительных преобразователей) для присоединений 10(6) кВ должно производится в релейных отсеках ячеек 10(6) кВ или в шкафу ССПИ (данное решение определяется проектом). В ПТК ТМ ММПС предусмотреть не менее 2 портов Ethernet для возможности сопряжения с системой ССПИ (ТМ) ПС, на которой будет размещен комплекс ММПС. В случае необходимости сопряжение ПТК ТМ ММПС и ССПИ (ТМ) ПС должно производится в формате протокола МЭК 60870-5-104 или протоколов стандарта МЭК 61850. Коммутацию цепей телемеханики между модулями ВН и НН ММПС выполнить с использованием переходных клеммных шкафов с разъемами типа Хартинг. Также необходимо предусмотреть жгут вторичной коммутации с двумя ответными разъемами типа Хартинг для соединения клеммных шкафов между модулями ВН и НН ММПС. В комплект поставки ПТК ТМ включить всю необходимую кабельно-проводниковую продукцию, необходимую для работы ПТК ТМ. Тип, количество, место размещение шкафов и устройств ПТК ТМ, потребность в кабельно-проводниковой продукции и остальные технические решения определить проектом и согласовать с Заказчиком.

3. Раздел «**Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания**» дополнить пунктом следующего содержания:

«Для временного решения по установке ММПС 110/10(6) кВ:

1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области на год ввода ММПС 110/10(6) кВ и на год завершения строительства ПС 110 кВ Ермолино (установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино), для характерных режимов, указанных в пункте 2 настоящего раздела.

2. В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода ММПС 110/10(6) кВ и на год завершения строительства ПС 110 кВ Ермолино (установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино) с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, (авто-) трансформаторов, выключателей, разъединителей, ТТ, ВЧ-заградителей, ошиновок и т.д.), которое обусловлено установкой ММПС 110/10(6) кВ на ПС 110 кВ Ермолино, предусмотреть необходимые мероприятия по усилению сети и/или реализации устройств ПА исходя из требований Методических указаний по проектированию развития энергосистем вне зависимости от принадлежности объектов с выделением тех мероприятий, необходимость реализации которых обусловлена установкой ММПС 110/10(6) кВ на ПС 110 кВ Ермолино. В явном виде указать мероприятия по усилению сети и/или реализации устройств ПА из числа определенных результатами расчетов, подлежащие выполнению в рамках установки ММПС 110/10(6) кВ на ПС 110 кВ Ермолино по настоящему заданию на проектирование.

На основании результатов расчетов должны быть определены технические требования к вновь устанавливаемому оборудованию ММПС 110 кВ (ЛР 110 кВ, ЭВ 110 кВ, ВВК 6 кВ, линейные ячейки 6 кВ).

На основании результатов расчетов должны быть определены требования к параметрам вновь устанавливаемого оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

3. Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто-)трансформаторов станций и ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

4. В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 110 кВ и выше на год ввода ММПС 110/10(6) кВ и на год завершения строительства ПС 110 кВ Ермолино (установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на

ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино).

По результатам расчетов должны быть 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 (в том числе оборудования кабельных систем 110 кВ и выше по термической стойкости и напряжению на экране кабеля), обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 110 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.).

5. Величина наибольшего рабочего напряжения кабеля электросетевого оборудования 6 кВ и 110 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 7,2 кВ и 126 кВ соответственно.

6. Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания выполнить с учетом актуальной СиПР ЭЭС России.

7. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания», принципиальную схему электрических соединений объекта реконструкции (сооружения) на бумажном носителе и в электронном виде в формате .pdf (Adobe Acrobat Reader) с поясняющими рисунками и схемами без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц.

В остальном ЗП № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 оставить без изменений.

Приложение В (Обязательное)
Изменение № 2 к Заданию на проектирование

СОГЛАСОВАНО
Заместитель главного диспетчера
по оперативной работе
Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ

_____ **А.И. Алюшенко**
(подпись) (ФИО)

14.07.2025

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ПАО «Россети Московский регион»

_____ **Д.Б. Гвоздев**
(подпись) (ФИО)

Идентификационный номер специалиста

П	**И**	**-**	**1**	**2**	**2**	**5**	**1**	**8**

№153-13/ГД/02/323 от 17.07.2025

Задание на проектирование

по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»
(Дополнение № 2)

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

_____
(наименование организации)

_____
(должность)

_____
(Ф.И.О.)

_____
(подпись)

«_____»_____ 20__ г.

М.П.

ГИП _____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

Москва 2025 г.

2

Согласно запросу ООО «СвязьЭнергоСтрой» № РМР/Вх-38959 от 09.06.2025 на основании Протокольных решений технического комитета №1073 от 13.05.2025 и №1274 от 03.06.2025 в Задание на проектирование по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино» № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 (с учетом Дополнения №1 153-13/ГД/02/258 от 10.06.2025) в рамках I-го этапа проектирования в части выбора вариантов и согласования основных технических решений внести следующие изменения:

Раздел 7 «Основные характеристики проектируемого объекта» дополнить и скорректировать в следующем объеме:

7.1. В части ПС 110 кВ Ермолино и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст №3 на ПС 110 кВ Ермолино:

Наименование мероприятия	Технологические решения
В подраздел «Общие требования к оборудованию ПС» внести следующие изменения:	<u>Пункт 3 подраздела принять в следующей редакции</u>: 3. Измерительные трансформаторы: – применить электромагнитные, рассмотреть возможность оснащения аналоговых устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов (АЦП). <u>Дополнить подраздел пунктом 15</u>: 15. Обеспечить низкоомный режим заземления нейтрали сети 10 кВ. Для подключения низкоомных резисторов применить отдельностоящие нейтралеобразующие трансформаторы или фильтры заземляющие нулевой последовательности. Параметры низкоомных резисторов и нейотралеобразующих трансфораторов (фильтров) определить проектом исходя из требований: – сопротивление резистора в нейтрали должно гарантировать протекание активного тока в повреждённом присоединении, достаточного для действия релейных защит отключение повреждённого присоединения; – при заземлении нейтрали через резистор должны соблюдаться условия электробезопасности для людей при ОЗЗ (однофазных замыканиях на землю) на подстанциях и распределительных пунктах с учётом существующего нормирования величины допустимого напряжения прикосновения.
В подраздел «Изоляция, защита от перенапряжений	Исключить пункт 3 из подраздела «В части ПС».

3

Наименование мероприятия	Технологические решения
и заземление» внести следующие изменения:	
В подраздел «Релейная защита и автоматика (РЗА)» внести следующие изменения:	Пункт 1 подраздела дополнить буллитом следующего содержания: – СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ».
В подраздел «Организация цифровой системы связи» внести следующие изменения:	Подраздел изложить в следующей редакции: Проектирование средств связи должно вестись согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.248-2017, «Правилам проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше» СТО 56947007-33.180.10.172-2014 и Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 г. № 97. 1. Получить в Московском РДУ технические условия на организацию каналов связи для передачи информации телемеханики от ПС 110 кВ Ермолино на ДЦ Московского РДУ. 2. Получить в филиале ПАО «Россети» – МЭС Центра и выполнить технические условия на заход волоконно-оптического кабеля связи, размещение оборудования связи и выделение ресурса цифровой системы передачи на ПС 750 кВ Белый Раст. 3. Выполнить устройство волоконно-оптической линии связи ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст с установкой отпаечных муфт в направлении ПС 110 кВ Солнечногорск и ПС 35 кВ Воробьево и использованием волоконно-оптического кабеля связи емкостью 48 оптических волокон. 4. При устройстве волоконно-оптической линии связи применить волоконно-оптический кабель с оптическими волокнами, произведенными в странах ЕАЭС. 5. Способ устройства, трассу и марку волоконно-оптического кабеля связи, а также типы отпаечных муфт и схемы разварки оптических волокон в них определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.

4

Наименование мероприятия	Технологические решения
	6. Выполнить разварку оптических волокон на оптических кроссах и в отпаечных муфтах. 7. Построить цифровую систему передачи ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» с установкой оборудования связи: ПС 110 кВ Ермолино: - установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). ПС 750 кВ Белый Раст: - при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»: - при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). 8. Создаваемая цифровая система передачи должна быть включена в систему управления с Центрального узла связи ПАО «Россети Московский регион». 9. Разработать схему тактовой синхронизации мультиплексоров СЦИ создаваемой цифровой системы передачи, взаимоувязанную с существующей тактовой системой синхронизации ПАО «Россети Московский регион». 10. На ПС 110 кВ Ермолино установить оборудование узла доступа технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион» в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора. Обеспечить резервируемое присоединение проектируемых коммутаторов к проектируемым маршрутизаторам, а также проектируемого оборудования узла доступа к узлам агрегации технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион». Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 11. Организовать каналы связи для передачи команд релейной защиты и автоматики в соответствии со схемой

5

Наименование мероприятия	Технологические решения
	включения защит. В случае принятия решения о применении для защит ЛЭП дифференциальных защит линий (ДЗЛ), плановый или аварийный вывод из работы любого элемента цифровой системы передачи или волоконно-оптической линии связи не должен приводить к отключению двух ДЗЛ одной линии. 12. В соответствии с разделом «Противоаварийная и режимная автоматика» проектной документации по данному титулу и ГОСТ Р 55105-2012 для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной автоматики, организовать не менее двух независимых (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналов связи в каждом направлении передачи информации. 13. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы диспетчерской телефонной связи на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 14. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы связи для передачи технологической информации из АСУ ТП ПС 110 кВ Ермолино в АСДУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с требованиями раздела «По автоматизированной системе телеконтроля и управления». Адреса опорных узлов сети сбора и передачи технологической информации согласовать с управлениями эксплуатации ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 15. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы связи для передачи информации телемеханики на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – ДЦ Московского РДУ. 16. Организовать каналы связи для передачи информации автоматизированной системы мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования на

6

Наименование мероприятия	Технологические решения
	информационных направлениях: - ПС 110 кВ Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; - ПС 110 кВ Ермолино – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». 17. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы связи для системы учёта электроэнергии АИИС КУЭ на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – сервер АИИС КУЭ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». Адрес расположения сервера АИИС КУЭ согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 18. В соответствии с требованиями разделов «Системы технологического видеонаблюдения» и «Охранные мероприятия» организовать каналы связи для передачи информации видеонаблюдения на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – пункт управления системами видеонаблюдения. Адреса пунктов управления системами видеонаблюдения согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион», а также управлениями эксплуатации Исполнительного аппарата ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 19. При необходимости разработать технические решения по сохранению действующих каналов связи и согласовать их со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 20. Схему организации связи согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 21. В случае принятия решения об организации или реконструкции высокочастотных каналов связи, РЗ и ПА

7

Наименование мероприятия	Технологические решения
	необходимо: - на стадии «Проектная документация» представить расчет максимальной частоты для ВЧ каналов и предварительное заключение о наличии свободных участков в рассматриваемом диапазоне частот, в которых обеспечивается работа каналов связи без взаимных помех; - на стадии «Рабочая документация» представить решение о назначении рабочих частот для ВЧ каналов, выпущенное проектным институтом, отвечающим за ведение частотного диапазона в регионе (при необходимости согласованное со смежными энергосистемами). 22. Построить СКС и ЛВС ПС 110 кВ Ермолино. Объем сооружения СКС и ЛВС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 23. На ПС 110 кВ Ермолино установить диспетчерский коммутатор. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 24. На ПС 110 кВ Ермолино обеспечить звукозапись диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 25. На ПС 110 кВ Ермолино обеспечить связь оповещения с установкой громкоговорителей, включенных в радиотрансляционную и радиопоисковую сеть подстанции. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 26. Электропитание оборудования комплекса средств связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения – первой категории. Оборудование связи, имеющее возможность электропитания от нескольких источников, должно быть запитано от двух независимых вводов. Оборудование связи оснастить собственной системой бесперебойного электропитания. Емкость аккумуляторных батарей собственной системы бесперебойного электропитания должна обеспечивать питание нагрузки в

8

Наименование мероприятия	Технологические решения
	течение 6 часов. Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) разместить в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении. Схемы электропитания оборудования связи должны быть разработаны в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» № 11619тм-т1. Схемы электропитания оборудования связи для каждого объекта, на котором устанавливается оборудование связи, а также тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 27. Все интерфейсные окончания трибутарных модулей цифровых систем передачи, систем коммутации, ТМиТИ и другого оконечного оборудования должны быть выведены на пассивное кроссовое оборудование для их оперативной коммутации с помощью съемных перемычек или шнуров с возможностью параллельного контроля сигналов, передаваемых по этим цепям. 28. Применяемые кабели связи, оборудование, изделия, материалы и программное обеспечение должны быть включены в Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (постановление Правительства Российской Федерации от 10.07.2019 г. № 878, https://gisp.gov.ru/pprf/marketplace/#/) и Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (Федеральный закон от 27.07.2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации», постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2015 г. № 1236, https://reestr.digital.gov.ru). Приобретаемое программное обеспечение должно функционировать на АРМ под управлением операционной системы «Альт рабочая станция» с установленным офисным пакетом «Р7-Офис. Профессиональный» и web-браузером «Яндекс.Браузер». Применяемые кабели связи, оборудование, изделия и материалы должны быть аттестованы в ПАО «Россети» и иметь действующее положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети». Применяемые кабели связи,

9

Наименование мероприятия	Технологические решения
	оборудование, изделия и материалы должны быть включены в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах ДЗО ПАО «Россети», размещенного на электронном ресурсе общего доступа сайта ПАО «Россети», применяться на сети связи ПАО «Россети Московский регион» и не иметь отрицательного опыта эксплуатации в ПАО «Россети Московский регион». В случаях отсутствия возможности применения аттестованных кабелей связи, оборудования, изделий и материалов необходимо получить положительное решение комиссии ПАО «Россети Московский регион» по допуску оборудования, материалов и систем (КДО) о возможности применения неаттестованных кабелей связи, оборудования, материалов и систем на объектах Общества согласно действующему Регламенту работы КДО ПАО «Россети Московский регион». Комплектацию оборудования связи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 29. Оборудование связи на объектах ПАО «Россети Московский регион» должно располагаться в телекоммуникационных шкафах двухстороннего обслуживания. 30. Помещения для размещения оборудования связи должны быть оборудованы охранной сигнализацией, а также системами вентиляции и кондиционирования. Для ввода кабелей связи в здания и сооружения выполнить кабельные вводы с учетом допустимых радиусов изгиба кабелей и запасных кабельных каналов (на развитие). 31. В смете и спецификации предусмотреть: - комплект ЗИП для ремонта станционного и линейного оборудования связи; - эксплуатационный (аварийный) запас волоконно-оптического кабеля согласно распоряжению ПАО «МОЭСК» № 409-1097р от 06.12.2007 г.; - затраты на проведение технического надзора при проектировании и строительстве волоконно-оптической линии связи. Тип, количество и комплектацию ЗИП согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми

Наименование мероприятия	Технологические решения
	заинтересованными организациями. 32. Исполнитель, при выполнении работ на оборудовании связи ПАО «Россети Московский регион» должен руководствоваться Регламентом по организации производства работ на оборудовании и линиях связи ПАО «МОЭСК» от 25.10.2010 г. 33. При сдаче в эксплуатацию каналов связи необходимо руководствоваться «Инструкцией по проведению измерений и составлению паспортов технической документации на станционные и линейные сооружения волоконно-оптических линий передачи, законченные строительством», введенной приказом ПАО «МОЭСК» № 941 от 17.08.2017 г. 34. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино выполнить в виде отдельного тома. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино должен быть согласован со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. Электронную копию проектной документации по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *dwg (AutoCAD) представить в управление развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион». 35. По завершению работ по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино представить исполнительную документацию в бумажном виде, а также на электронном носителе в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *dwg (AutoCAD) в службу СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».
В подраздел «Автоматизированная система телеконтроля и управления» внести следующие изменения:	<u>Подраздел изложить в следующей редакции</u>: На ПС 110 кВ Ермолино установить систему автоматизации подстанции (АСУТП) по II архитектуре МЭК61850 с созданием шины подстанции. Интегрировать все автоматизированные подсистемы в единую систему автоматизации подстанции. Система автоматизации должна соответствовать требованиям «Методических указаний по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов» с учетом требований Приложения 3,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	требованиям СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» и требованиям Положения о Единой технической политике ПАО Россети. **1. Требования к АСУТП** 1.1. Проектировать АСУ ТП в соответствии с требованиями Стандарта организации ПАО «Россети» СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ». 1.2. Согласовать тип, состав оборудования и структурную схему телемеханики на этапе проектирования с управлением развития ИТС и СС исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион». Оборудование АСУ ТП должно быть аттестовано в экспертных организациях, уполномоченных проводить аттестацию для ПАО «Россети» и входить в перечень оборудования, допущенного к применению на объектах ПАО «Россети». На момент начала проектирования запросить в ПАО «Россети Московский регион» наличие смежных титулов и стадию их выполнения, при проектировании учесть ход работ по смежным титулам. 1.3. Построить шину подстанции в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE). 1.4. Разработать и включить при проектировании цифровой ПС в состав электронной документации ПС файлы электронной конфигурации SSD и SCD (и другие файлы SCL при необходимости) с учетом следующего: – SSD и SCD файлы должны быть разработаны на базе языка SCL в соответствии с актуальной схемой, определенной в МЭК 61850; – в SSD файле должны быть описаны однолинейная схема ЦПС и логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы; – в SCD файле должны содержаться описание подстанции (однолинейной схемы), описание коммуникаций между устройствами, описание интеллектуальных электронных устройств и описание шаблонов типов данных. 1.5. Оснастить нецифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения устройствами,

12

Наименование мероприятия	Технологические решения
	осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов. 1.6. Реализовать передачу информации с обособленных автоматизированных подсистем на АРМ подразделений ПАО «Россети Московский регион», занимающихся их эксплуатацией. Направления передачи, протоколы передачи данных и формы отображения информации согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион». 1.7. Оборудование АСУТП должно соответствовать «Типовым техническим требованиям к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций». 1.8. Оборудование АСУ ТП должно устанавливаться с поддержкой формата протокола МЭК 61850. 1.9. Технические средства АСУТП должны соответствовать Методическим указаниям по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов (запросить в управлении развития ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион» до начала проектирования), а также: 1.9.1. По климатическим условиям эксплуатации – ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001; 1.9.2. По защите от внешних воздействий (электромагнитных, радиопомех, окружающей среды) - СО 34.35.311-2004, МЭК 61000, ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005; 1.9.3. По надежности – ГОСТ IEC 60870-4-2011 (классу R1 по безотказности, классу A2 по готовности, классу M3 по ремонтопригодности, классу RT3 по времени ремонта). Максимальное время простоя системы при внесении изменений и проверках работоспособности – не более 2 часов. Класс достоверности данных должен быть I2 (вероятность появления необнаруженных ошибок должно быть менее 10-10). Класс точности должен соответствовать A4 (общая погрешность должна быть не более 0,5%); 1.9.4. Необходимо избегать полных отказов, отказ одного элемента в любом месте системы не должен вызывать критического отказа (т. е. отказа, который может причинить, вред людям или существенный материальный ущерб); 1.9.5. Предусмотреть возможность расширения

Наименование мероприятия	Технологические решения
	системы АСУТП по количеству данных до 20%. 1.10. Обеспечить ЗИП, необходимый для эксплуатации АСУТП в соответствии с требованиями показателей надежности. Состав ЗИП согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион». 1.11. Организовать обучение персонала филиала ПАО «Россети Московский регион» по обслуживанию и эксплуатации системы АСУТП. 1.12. По окончании работ выполнить комплексные комиссионные испытания системы АСУТП с привлечением представителей управления эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион», службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион». 1.13. В случае необходимости в проекте предусмотреть работы по демонтажу, утилизации или сдаче на склад в ЗИП существующего оборудования телемеханики на ПС. Разработать и согласовать с филиалом, в рабочей документации программу выполнения работ по демонтажу старого оборудования телемеханики, а также монтажу и пуско-наладке нового оборудования. 1.14. Проектная документация по телемеханике должна быть исполнена в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009, ГОСТ 21.408-93, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020 и ГОСТ 2.601 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы». 1.15. Проект по телемеханике выполнить в виде отдельного тома. 1.16. Проектную и рабочую документации на этапах согласования предоставлять в электронном виде в управление развития ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион» и службу АСТУ и филиалом ПАО «Россети Московский регион». 1.17. На время работ по монтажу и наладке систем АСУ ТП и телемеханики должна сохраняться передача телеинформации от существующей системы ТМ для нужд оперативно-диспетчерского управления на ДП всех уровней управления. 1.18. Организовать удалённый доступ к АСУ ТП ПС удаленных АРМ служб РЗА и АСТУ и ТМ филиалом ПАО «Россети Московский регион». Выполнить комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности организации удаленного доступа. Схему подключения, параметры настроек удаленного доступа,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	функциональные возможности удаленного АРМ согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиалом ПАО «Россети Московский регион». **2. Требования по составу оборудования** 2.1. Подсистема телемеханики должна обеспечивать совместную работу с ПТК АСТУ ПАО «Россети Московский регион». Передача телеизмерений, телесигнализация и телеуправление должны осуществляться через контроллеры телемеханики (основной и резервный). 2.2. В состав оборудования должен входить резервированный сервер времени для обеспечения единого астрономического времени с поддержкой сигналов GPS/ГЛОНАСС. Точность синхронизации времени должна соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850. 2.3. Электропитание оборудования АСУТП ПС должно осуществляться через собственную систему бесперебойного питания, обеспечивающую автономную работу подключаемого оборудования в течение не менее 4 часов. Предусмотреть подключение системы бесперебойного питания телемеханики ПС к независимым секциям ЩСН и к подстанционной системе постоянного тока. В проекте привести расчет потребляемой мощности и необходимой емкости АКБ. **3. Прием и передача информации (включая оперативную)** 3.1. Выполнить комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности организации удаленного доступа. Схему подключения, параметры настроек удаленного доступа, функциональные возможности удаленного АРМ согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион». 3.2. Телесигнализация и телеизмерения: 3.2.1. Для оперативного контроля состояния и режимов работы обеспечить передачу от ПС до узла доступа на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ЦУС ПАО «Россети Московский регион» следующего объёма телеинформации: **Телесигнализация:** – положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности); – перегрев силовых трансформаторов; – сигналы срабатывания устройств РЗА; – дополнительные сигналы определить в процессе

Наименование мероприятия	Технологические решения
	проектирования. Телеуправление всеми коммутационными аппаратами, ЗН, ЛР и РПН. **Телеизмерения:** – активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП, высоковольтных выключателях, включая вводные, секционные и шиносоединительные, во всех обмотках силовых трансформаторов; – напряжения на шинах и секциях; – частота на секциях и шинах высшего напряжения; – напряжение на оперативной АБ и секциях ЩПТ; – температура наружного воздуха. Объем телеинформации уточнить во время предпроектного обследования и, включая адресную часть, согласовать со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион», Управлением эксплуатации ИТС и СС и Управлением развития ИТС и СС Исполнительного Аппарата ПАО «Россети Московский регион». В проекте предусмотреть работы по отображению телеинформации в ПТК и её выводу на диспетчерский щит ДП ПАО «Россети Московский регион». Чертежи и схемы по выводу телеинформации в ОИКах и её отображению на диспетчерских щитах согласовать со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион», Управлением эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион» и Управлением развития ИТС и СС Исполнительного Аппарата ПАО «Россети Московский регион». 3.3. Организовать дистанционное управление из ДП ПАО «Россети Московский регион» всеми коммутационными аппаратами ПС (включая Р и ЗН). 3.4. Обеспечить передачу по прямым каналам связи от ПС до ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ телеинформации в соответствии с требованиями Приложения 4 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «МОЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. Технические условия на подключение каналов передачи телеинформации с указанием способа передачи данных запросить в Московском РДУ. 3.5. На этапе проектирования разработать перечни телеинформации для передачи на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ Московского РДУ. Перечни, включая адресную часть, согласовать с ПАО

Наименование мероприятия	Технологические решения
	«Россети Московский регион» и филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ. 3.6. Требования к обмену информацией: 3.6.1. В тракте телеизмерении должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5S, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5S. 3.6.2. Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени. 3.6.3. Для телеинформации, передаваемой непрерывно, цикл передачи не должен превышать 3 секунд. Для телеинформации, передаваемой по отклонению измеряемых величин, время передачи не должно превышать 3 секунд. 3.6.4. Время передачи телесигнализации не должно превышать 3 секунды. 3.6.5. Основной протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 61850. Резервный протокол передачи телеинформации для организации обмена информацией с ПТК, не поддерживающей МЭК 61850 – МЭК 60870-104. При сопряжении с FEP-процессором ПТК АСТУ ПАО «Россети Московский регион» следует руководствоваться «Методическими указаниями по сопряжению и передаче телеинформации» - получить в ПАО «Россети Московский регион». Технические условия на подключение к «СК.Proxy Московского РДУ» запросить в Московском РДУ через ПАО «Россети Московский регион». Настройки протоколов передачи телеинформации согласовать с Московским РДУ и ПАО «Россети Московский регион». 3.6.6. IP-адреса для связи телемеханики с верхними уровнями получить в управлении эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион». 3.6.7. Согласовать с профильными подразделениями ПАО «Россети Московский регион» объемы передачи, направления передачи, протоколы передачи данных и формы отображения информации смежных автоматизированных систем, интегрируемых в АСУТП ПС. **4. Разработка документации для согласования проекта с АО «СО ЕЭС».** 4.1. Разработать и согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ схемы организации каналов передачи

Наименование мероприятия	Технологические решения
	телеинформации, логическую схему передачи телеинформации и матрицу распределения информационных потоков. 4.2. Проектную документацию согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ. 4.3. Разработать программу-методику комплексных испытаний системы автоматизации согласовать её с филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и ПАО «Россети Московский регион».
В подраздел «Учет электроэнергии» внести следующие изменения:	Подраздел изложить в следующей редакции: 1.Требования к проектированию. 1.1. Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, требований НП «Совет рынка» (Приложение 11.1). 1.2. До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнение к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино. Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в «Энергоучёт» - филиал ПАО «Россети Московский регион» и ДМиККЭ ИА ПАО «Россети Московский регион». 1.3. Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены на ПС 110 кВ Ермолино: 1.3.1. В РУ-110 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – линейных, – вводах трансформаторов, – ремонтной перемычке (при наличии). 1.3.2. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – вводах трансформаторов. – отходящих линий, – присоединениях ДГК (при наличии). 1.3.3. ЩСН-0,4 кВ (Собственные нужды ПС) - на вновь устанавливаемых присоединениях: – присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии), – присоединений хознужд (при наличии).

Наименование мероприятия	Технологические решения
	1.4. В качестве приборов учета для реконструируемых/вновь вводимых присоединений использовать статические интервальные счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5. Применяемые приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2024. 1.5. Для ПС 110 кВ Ермолино использовать УСПД соответствующее требованиям СТО 34.01-5.1-010-2021. Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом. Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» - филиалом ПАО «Россети Московский регион». 1.6. Предусмотреть этапность/последовательность выполнения работ по модернизации системы АИИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС. 1.7. Все средства измерений должны иметь действующие сертификаты об утверждении типа средств измерений, выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (с информацией о занесении СИ в Госреестр СИ РФ). Выполнение измерений должно осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками. 1.8. Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями: – Единой системы конструкторской документации ЕСКД; – ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92 - Комплекс стандартов на автоматизированные системы; – ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 24.701-86 – Система технической документации; – ГОСТ 19.101-77, ГОСТ 19.201-78 - Единая система программной документации. Проектные и эксплуатационные документы должны быть согласованы в электросетевом филиале, филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Энергоучёт» и утверждены в ПАО «Россети Московский регион». 1.9. На этапе проектирования измерительных комплексов, расчеты и выбор компонентов должен соответствовать требованиям ПУЭ (1.5), типовых

Наименование мероприятия	Технологические решения
	инструкций СО 153- 34.09.101-94, СО 34.11.321-96, СО 34.11.114-95, СО 34.11.209-99. 1.10. Для измерительных каналов необходимо: – на присоединениях РУ-110, 10 кВ, указанных в п.1.3. раздела «Учет электроэнергии», установить измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности не ниже 0,2S; – на присоединениях 0,4 кВ (присоединения ТСН), указанных в п.1.3 раздела «Учет электроэнергии», установить отдельные измерительные трансформаторы тока в трех фазах для учета с классом точности не ниже 0,2S; – в РУ-110, 10 кВ установить трансформаторы напряжения, которые должны иметь отдельную вторичную обмотку для цепей учета; необходимо обеспечить работу данной вторичной обмотки трансформаторов напряжения в классе точности не ниже 0,2; – для всех измерительных каналов применять измерительные трансформаторы, приборы учета, соответствующие ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 1983-2015, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, требований Типового стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети»; – средства измерений, поставляемые для оснащения подстанции, входящие в состав измерительных комплексов, должны иметь на момент ввода в эксплуатацию действующие оттиски клейм о поверке или свидетельства о поверке (Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815). 1.11. В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 110 кВ Ермолино и сервером АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet. Произвести параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объёмами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС. Провести работы по полной интеграции счетчиков электроэнергии и УСПД ПС в существующий ИВК верхнего уровня системы учета электроэнергии ПАО

Наименование мероприятия	Технологические решения
	«Россети Московский регион» (ПО «АльфаЦЕНТР»). Возможность интеграции счетчиков и УСПД с ИВК ВУ должна быть подтверждена протоколом совместных предварительных испытаний. При этом ИВКЭ должен обеспечивать предоставление доступа ИВК к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений, в том числе параметры электрической сети. 1.12. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений. 1.13. Все компоненты ИК должны иметь возможность функционировать в существующем электромагнитном окружении, не влияя на это окружение недопустимым образом. При этом ко всем компонентам системы должны предъявляться требования действующих нормативных, отраслевых директивных и методических документов в части электромагнитной совместимости (ЭМС). 1.14. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений. 1.15. Необходимо обеспечить резервирование питания технических средств коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых на подстанции (предусмотреть в проектной документации шинки/клеммы резервного питания счетчиков, шкаф АВР для резервного питания счетчиков и питания шкафа УСПД). Необходимо обеспечить подключение к источнику бесперебойного питания технических средств коммерческого учета электроэнергии уровня ИВКЭ, устанавливаемых на подстанции. 1.16. В проекте отдельным разделом выполнить расчет численности персонала выполняющего техническое обслуживание АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино в ччас/год. 2. Требования к монтажу. 2.1. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить организацией, отвечающей требованиям установленным законодательством Российской Федерации для выполнения данного вида работ, в соответствии с согласованной проектной документацией.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	2.2. Производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем. 2.3. Вывести вторичные измерительные цепи тока и напряжения на специальные испытательные блоки, (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков и обеспечить возможность их пломбировки. 2.4. Счетчики должны устанавливаться на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию (ПУЭ, п.1.5.29.). 2.4.1. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.1 раздела «Учет электроэнергии», установить в отдельных панелях/шкафах учета. 2.4.2. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.2, 1.3.3 раздела «Учет электроэнергии», установить на дверях ячеек. 2.5. При проведении работ по установке ИК на ПС, вторичные измерительные цепи от измерительных трансформаторов до счетчиков между панелями, шкафами, на территории ПС выполнять контрольным экранированным кабелем с резервной жилой; прокладку цепей напряжения присоединений 110 кВ на территории ПС выполнять кабелем в броневой оболочке; допускается выполнять вторичные цепи напряжения присоединений 10 кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета. 2.6. При наличии догрузочных резисторов в токовых цепях учета установить дополнительные обводные коробки испытательные типа КИ-10 (или аналогичные) или установить дополнительные пломбируемые измерительные клеммы с размыкателями и короткозамыкателями, обеспечивающие возможность их выкорачивания. 2.7. Предусмотреть автоматические выключатели в цепях напряжения, используемых для учета; предусмотреть испытательные блоки в цепях ТН, используемых для учета. 2.8. Предусмотреть резервирование ТН, используемых для учета. 2.9. Информационные цепи выполнять контрольным экранированным кабелем с необходимым количеством жил; прокладку информационных цепей на территории ПС

Наименование мероприятия	Технологические решения
	выполнять морозоустойчивым кабелем в броневой оболочке; исключить совместную прокладку информационных и силовых кабелей. 2.10. Трансформаторы тока в ячейках КРУ, ЩСН должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном. 3.Требования к вводу АИИС КУЭ в эксплуатацию 3.1. После завершения проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ для ввода АИИС КУЭ в опытную и промышленную эксплуатацию создается рабочая комиссия. В состав рабочей комиссии должны входить представители ПАО «Россети Московский регион», электросетевого филиала, филиала «Энергоучёт», подрядной организации. 3.2 Ввод в опытную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС 3.2.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или оттиски поверительного клейма в паспорте/формуляре с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94, – структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ, – иные сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2019) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также

Наименование мероприятия	Технологические решения
	разработанные подрядной организации эксплуатационные документы, – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ, – программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. 3.2.2. Решение о вводе АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию принимается рабочей комиссией и оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию. 3.3. Ввод в промышленную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС: 3.3.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или оттиски поверительного клейма в паспорте/формуляре с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94. – структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ – сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2019) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ. – акт завершения опытной эксплуатации, – протокол соответствия АИИС КУЭ ПС утвержденному Техническому заданию, – акт о составлении баланса электроэнергии по ПС за 1 календарный месяц, в период опытной эксплуатации (небаланс не должен превышать нормативных значений, указанных в требованиях НТД). 3.3.2. Решение комиссии оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в промышленную эксплуатацию с указанием возможности или невозможности ввести АИИС КУЭ ПС в промышленную эксплуатацию.
В подраздел «Качество электроэнергии» внести следующие изменения:	Подпункт 1.3 подраздела принять в следующей редакции: 1.3 Приборы должны: – соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30-2013 «Методы измерений показателей качества электроэнергии» – обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» – обеспечивать формирование протоколов качества электрической энергии в соответствии с действующими стандартами нормативной документации. В подпунктах 3.2, 4.1, 5.1 заменить "филиал ПАО «Россети Московский регион – Южные электрические сети»" на "филиал ПАО «Россети Московский регион – Северные электрические сети»".

В остальном задание на проектирование № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 (с учетом Дополнения №1 к ЗП №153-13/ГД/02/258 от 10.06.2025) оставить без изменений.

Приложение Г
Информационное письмо о значении минимально необходимого времени измерения тока ТТ

ЭКРА научно-производственное предприятие

Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «ЭКРА» (ООО НПП «ЭКРА»)
Адрес: пр-т И.Я. Яковлева, 3, помещение 541,
Чебоксары, Чувашская Республика – Чувашия, 428020
Тел./факс: +7 (8352) 220-110 (многоканальный), 220-130 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru
www.ekra.ru

ИНН 2126001172, КПП 213001001
ОГРН 1022101135726, ОКПО 20572135
р/с 40702810575020000213
в Чувашском отделении № 8613
ПАО Сбербанк г. Чебоксары
БИК 049706609
к/с 30101810300000000609

от 18.04.2025 № 7835

О значениях минимально
необходимого времени
достоверного измерения тока ТТ

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО № 82

В адрес ООО НПП «ЭКРА», в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024, продолжают поступать запросы о требованиях производителя к минимально необходимому времени достоверного измерения тока ($t_{рз}$) при коротких замыканиях (КЗ), в том числе при возникновении апериодической составляющей тока, для определения параметров трансформаторов тока (ТТ), обеспечивающих правильную работ шкафов РЗА на базе терминалов серии БЭ2704 и БЭ2502 (ШЭ2607, ШЭ2607А, ШЭ2710, ШЭ2710А, ШЭТ).

На основании исследований, выполненных совместно с НПФ ООО «Квазар» (г. Новочеркасск), в дополнение к Информационным письмам № 75 от 28.08.2023 и № 66 от 17.02.2022, приводим таблицу значений $t_{рз}$ для реализованных в терминалах БЭ2704 и БЭ2502 функций защит в зависимости от версии программного обеспечения, места КЗ, постоянного времени первичной сети и класса ТТ (см. Приложение).

Обоснование выбора $t_{рз}$ будет изложено в Методических указаниях по проверке и выбору трансформаторов тока (четвертая редакция).

С уважением,
Заместитель генерального директора
- технический директор В. А. Наумов

ЭКРА

Исполнитель: Кошельков Иван Александрович
Тел.: +7 (8352) 22-01-30, доб. 9033
e-mail: koshelkov_ia@ekra.ru

Приложение к информационному письму № 82 от 18.04.2025

Значения минимально необходимого времени достоверного измерения тока ТТ (tрз), при которых обеспечивается надежное функционирование устройств РЗА типов ШЭ2607, ШЭ2607А, ШЭ2710, ШЭ2710А, ШЭТ на базе терминалов БЭ2704 и БЭ2502 производства НПП «ЭКРА» [1)]

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Ta[7)], [мс]	tрз, [мс], при сочетании ТТ различных классов точности			Примечание
				P–P, P–PR, P–TPY, P–TPZ, PR–TPY, PR–TPZ, TPY–TPZ	PR–PR, TPY–TPY с 0,1 с < Ts ≤ 0,4 с	PR–PR, TPZ–TPZ с Ts ≤ 0,1 с	
Дифференциальная защита линии (ДЗЛ)	200 и ниже	Внутреннее	≤ 400	14	14	14	
		Внешнее	≤ 50	14	14	11	
			50...80	30[2)]	29	12	
			80...150	30[2)]	30[2)]	29	
	300 и выше	Внутреннее для ДТО	≤ 400	4,5...10	4,5...10	4,5...10	Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки дифференциальной токовой отсечки (ДТО) при КЗ в зоне защиты (Кдто) равна 1,5 о.е., минимальное значение – когда Кдто ≥ 18 о.е.
		Внутреннее для чувствительного органа с торможением	≤ 400	6...14	6...14	6...14	Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда коэффициент торможения второго участка (kт2) больше коэффициента торможения первого участка (kт1), минимальное значение – когда kт2=kт1=0,5.
		Внешнее для ДТО	≤ 50	8...14	8...10	6,5...9	**1.** [3)] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки ДТО при сквозном токе через защиту (Кскв) ≥ 1,1 о.е., минимальное значение – когда Кскв = 0,85...0,95 о.е.
			50...80	8...30	8...29	6,5...12	
			80...150	7...30[2)]	7...30[2)]	6...29	

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Ta[1], [мс]	tрз, [мс], при сочетании ТТ различных классов точности			Примечание
				P–P, P–PR, P–TPY, P–TPZ, PR–TPY, PR–TPZ, TPY–TPZ	PR–PR, TPY–TPY с 0,1 с < Ts ≤ 0,4 с	PR–PR, TPZ–TPZ с Ts ≤ 0,1 с	
		Внешнее для чувствительного органа с торможением	≤ 50	8,5...14	5...14	5...11	**1.** [3] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда коэффициент торможения второго участка (kт2) равен коэффициенту торможения первого участка (kт1), минимальное значение – когда kт2 > kт1=0,5.
			50...80	10...30[2]	8...27	5...12	
			80...150	14...30[2]	12...30[2]	9...27	
Дифференциально-фазная защита линии (ДФЗ)	200 и ниже	Внутреннее	≤ 30	14	14	14	При Ta > 80 мс совместное применение в ДФЗ ТТ класса P (или TPY, или PR с Ts ≥ 1 с) и ТТ с немагнитным зазором, имеющих Ts < 0,3 с, не рекомендуется, поскольку в этом случае наблюдается существенное замедление в срабатывании защиты (более 100 мс).
			30...400	30[2]	30[2]	30[2]	
		Внешнее	≤ 15	30[2]	30[2]	12	
			15...120	30[2]	30[2]	30[2]	
	300 и выше	Внутреннее при DT1=10 мс	≤ 30	14	14	14	**1.** DT1 (задержка пуска ДФЗ) – значение выдержки времени в канале разрешения работы ОСФ. **2.** При Ta > 80 мс совместное применение в ДФЗ ТТ класса P (или TPY, или PR с Ts ≥ 1 с) и ТТ с немагнитным зазором, имеющих Ts < 0,3 с, не рекомендуется, поскольку в этом случае наблюдается существенное замедление в срабатывании защиты (более 100 мс).
			30...400	30[2]	30[2]	30[2]	
		Внутреннее при DT1>10 мс	≤ 400	30[2]	30[2]	30[2]	

3

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Ta[1], [мс]	tрз, [мс], при сочетании ТТ различных классов точности			Примечание
				P–P, P–PR, P–TPY, P–TPZ, PR–TPY, PR–TPZ, TPY–TPZ	PR–PR, TPY–TPY с 0,1 с < Ts ≤ 0,4 с	PR–PR, TPZ–TPZ с Ts ≤ 0,1 с	
		Внешнее	≤ 15	12...30[2]	12...30[2]	12	**1.** [3] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда коэффициент комбинированного фильтра (k) равен 10 о.е., минимальное значение – когда k = 4 о.е.
			15...120	30[2]	30[2]	30[2]	
Направленная высокочастотная защита линии (НВЧЗ) и Высокочастотная блокировка (ВЧБ)	200 и ниже	Внутреннее несимметричное	≤ 400	10	10	10	Если при определении параметров ТТ необходимо учитывать сложные сценарии режимов КЗ (например, переход внешнего КЗ во внутреннее), то значение tрз следует принять равным 30 мс.
		Внутреннее симметричное	≤ 400	7	7	7	
		Внешнее несимметричное	≤ 50	15	9	9	
			50...120	30	28	28	
		Внешнее симметричное	≤ 120	9	9	9	
	300 и выше	Внутреннее несимметричное	≤ 400	6...10	6...10	6...10	**1.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки отключающего ПО I2 при несимметричном КЗ в зоне (Кот) равна 2 о.е., минимальное значение – когда Кот ≥ 26 о.е. **2.** Если при определении параметров ТТ необходимо учитывать сложные сценарии режимов КЗ (например, переход внешнего КЗ во внутреннее), то значение tрз следует принять равным 30 мс.
		Внутреннее симметричное	≤ 400	7	7	7	

4

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Та[1], [мс]	tрз, [мс], при сочетании ТТ различных классов точности			Примечание
				P-P, P-PR, P-TPY, P-TPZ, PR-TPY, PR-TPZ, TPY-TPZ	PR-PR, TPY-TPY с 0,1 с < Ts ≤ 0,4 с	PR-PR, TPZ-TPZ с Ts ≤ 0,1 с	
		Внешнее несимметричное	≤ 50	15	9	8	**1.** [3] **2.** Приведенные значения tрз соответствуют режимам, когда кратность уставки блокирующего ПО I2 при внешнем несимметричном КЗ (Кбл) ≥ 4 о.е. для Та ≤ 50 мс и Кбл ≥ 3 о.е. для Та ≤ 120 мс. Для остальных случаев tрз определяется временем отключения повреждения защитой смежного присоединения (tоткл).
			50...120	30	28	28	
		Внешнее симметричное	≤ 120	9	9	9	[3]
Блокировка при сквозных токах ошиновки (БСТО)	200 и ниже	Внутреннее	-	-	-	-	Наличие функции БСТО в версиях ПО 300 и выше.
		Внешнее	-	-	-	-	
	300 и выше	Внутреннее	≤ 400	[3]	[3]	[3]	Правильная работа БСТО, при использовании её совместно с другими защитами линий, не зависит от насыщения магнитопроводов ТТ в режиме внутреннего КЗ.
		Внешнее	≤ 400	6...14,2	6...14,2	6...14,2	Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки БСТО при внешнем КЗ (Куст) равна 2 о.е., минимальное значение - когда Куст ≥ 28 о.е.
Дифференциальные защиты шин (ДЗШ) и ошиновки (ДЗО)	200 и ниже	Внутреннее	≤ 400	6	6	6	
		Внешнее	≤ 400	5	5	5	

5

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Ta[7], [мс]	tрз, [мс], при сочетании ТТ различных классов точности			Примечание
				P–P, P–PR, P–TPY, P–TPZ, PR–TPY, PR–TPZ, TPY–TPZ	PR–PR, TPY–TPY с 0,1 с < Ts ≤ 0,4 с	PR–PR, TPZ–TPZ с Ts ≤ 0,1 с	
	300 и выше	Внутреннее	≤ 400	2,5...6	2,5...6	2,5...6	Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки начального тока срабатывания при КЗ в зоне (Кд0) равна 1,5 о.е., минимальное значение – когда Кд0 ≥ 10 о.е.
		Внешнее	≤ 400	2,5	2,5	2,5	
Дифференциальные защиты понижающих трансформаторов и автотрансформаторов (ДТЗ Т, АТ)	200 и ниже	Внутреннее	≤ 400	10	6)	6)	4)
		Внешнее	≤ 400	30	6)	6)	**1.** 4) **2.** Если указанное значение tрз невозможно обеспечить, то допускается отстроится от переходного режима внешнего КЗ выбором уставок ДТО и чувствительного токового органа.
	300 и выше	Внутреннее для ИО без БЭ ДТО	≤ 400	1...10 (только для класса P с P) 2,5...11,5 (при совмещении класса P с другими классами)	6)	6)	**1.** 4) **2.** БЭ ДТО – быстродействующий элемент дифференциальной токовой отсечки (ДТО), реагирующий на мгновенные значения сигналов дифференциального тока и его производной. ИО без БЭ ДТО – это классический элемент ДТО, реагирующий на действующее значение первой гармоники дифференциального тока. **3.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки ДТО при КЗ в зоне (Кдто) равна 1,5...2,5 о.е., минимальное значение – когда Кдто ≥ 14 о.е.

6

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Ta[7], [мс]	tрз, [мс], при сочетании ТТ различных классов точности			Примечание
				P–P, P–PR, P–TPY, P–TPZ, PR–TPY, PR–TPZ, TPY–TPZ	PR–PR, TPY–TPY с 0,1 с < Ts ≤ 0,4 с	PR–PR, TPZ–TPZ с Ts ≤ 0,1 с	
		Внутреннее для ИО с БЭ ДТО	≤ 400	1...6 (только для класса P с P) 2...6 (при совмещении класса P с другими классами)	[6]	[6]	**1.** [4] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки ДТО при КЗ в зоне (Кдто) равна 1,5...2,5 о.е., минимальное значение – когда Кдто ≥ 7 о.е.
		Внешнее	≤ 400	2,5 (только для класса P с P) 3 (при совмещении класса P с другими классами)	[6]	[6]	**1.** [4] **2.** Указанное значение tрз приведено для ДТЗ, имеющей специальный алгоритм распознавания внешних КЗ (или блокирующий орган). Если ДТЗ не имеет специального алгоритма распознавания внешних КЗ, то отстройка от режима внешнего КЗ должна обеспечиваться выбором уставок ДТО и чувствительного токового органа.
Дифференциальная защита ошиновки стороны НН трансформатора, автотрансформатора (ДЗО НН Т, АТ)	200 и ниже	Внутреннее	≤ 400	6,5	[6]	[6]	[4]
		Внешнее	≤ 400	25	[6]	[6]	**1.** [4] **2.** Если указанное значение tрз невозможно обеспечить, то допускается отстроится от переходного режима внешнего КЗ выбором уставок ДТО и чувствительного токового органа.
	300 и выше	Внутреннее для ИО без БЭ ДТО	≤ 400	1...6,5	[6]	[6]	**1.** [4] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки ДТО при КЗ в зоне (Кдто) равна 1,5 о.е., минимальное значение – когда Кдто ≥ 6 о.е.

7

Окончание

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Ta[7], [мс]	tрз, [мс], при сочетании ТТ различных классов точности			Примечание
				P–P, P–PR, P–TPY, P–TPZ, PR–TPY, PR–TPZ, TPY–TPZ	PR–PR, TPY–TPY с 0,1 с < Ts ≤ 0,4 с	PR–PR, TPZ–TPZ с Ts ≤ 0,1 с	
		Внутреннее для ИО с БЭ ДТО	≤ 400	1...3	[6]	[6]	**1.** [4] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки ДТО при КЗ в зоне (Кдто) равна 1,5 о.е., минимальное значение – когда Кдто ≥ 3 о.е.
		Внешнее	≤ 400	2,5 (только для класса P с P) 3 (при совмещении класса P с другими классами)	[6]	[6]	**1.** [4] **2.** Указанное значение tрз приведено для ДТЗ, имеющей специальный алгоритм распознавания внешних КЗ (или блокирующий орган). Если ДТЗ не имеет специального алгоритма распознавания внешних КЗ, то отстройка от режима внешнего КЗ должна обеспечиваться выбором уставок ДТО и чувствительного токового органа.
Дифференциальная защита шунтирующих реакторов (ДТЗ ШР)	200 и ниже	Внутреннее	≤ 400	10	[6]	[6]	[8]
	300 и выше	Внутреннее	≤ 400	3...9,5	[6]	[6]	**1.** [4] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки ДТО при КЗ в зоне (Кдто) равна 1,5 о.е., минимальное значение – когда Кдто ≥ 15 о.е.

8

Конец

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО8.1.ПЗ

Формат А4

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Та[7], [мс]	tрз, [мс], для ТТ классов точности P, PR, TPY, TPZ	Примечание
Дистанционная защита линии (ДЗ)	200 и ниже	Внутреннее близкое для м/ф ИО	≤ 400	6	**1.** [4] **2.** ИО м/ф и о/ф – междуфазные и однофазные измерительные органы соответственно.
		Внутреннее близкое для о/ф ИО	≤ 400	7	[4]
		Внутреннее удалённое для м/ф ИО	≤ 400	28	[4]
		Внутреннее удалённое для о/ф ИО	≤ 400	10	[4]
		Внешнее «за спиной» для м/ф ИО	≤ 120	[5]	[4]
		Внешнее «за спиной» о/ф ИО	≤ 120	7	[4]
	300 и выше	Внутреннее близкое для м/ф ИО	≤ 400	1...6	**1.** [4] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки сопротивления срабатывания 1 ступени (Kz1) равна 0,2 о.е., минимальное значение – когда Kz1 ≥ 2,8 о.е.
		Внутреннее близкое для о/ф ИО	≤ 400	7	
		Внутреннее удалённое для м/ф ИО	≤ 400	8...28	**1.** [4] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует короткой линии протяжённостью менее 40 км с Та > 50 мс. Для короткой линии с Та ≤ 50 мс tрз = 15 мс. Минимальное значение tрз = 8 мс соответствует длинной линии вне зависимости от значения Та.
		Внутреннее удалённое для о/ф ИО	≤ 400	10	

9

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Ta[1], [мс]	tpз, [мс], для ТТ классов точности P, PR, TPY, TPZ	Примечание
		Внешнее «за спиной» для м/ф ИО	≤ 120	5)	**1.** 3) **2.** 4) **3.** Максимальное значение из диапазона tpз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки сопротивления срабатывания 1 ступени (Kz1) больше 0,65 о.е., минимальное значение – когда Kz1 = 0,12 о.е.
		Внешнее «за спиной» о/ф ИО	≤ 120	4...7	
Токовая защита нулевой последовательности линии (ТЗНП)	200 и ниже	Внутреннее близкое	≤ 400	10	4)
		Внутреннее удалённое	≤ 400	10	4)
		Внешнее «за спиной»	≤ 120	5)	При трехфазном КЗ «за спиной», сопровождающемся насыщением ТТ, возможно неселективное действие 1 ступени ТЗНП. В этом случае рекомендуется выполнить 1 ступень направленной или применить ТТ, который не будет насыщаться в данном режиме.
	300 и выше	Внутреннее близкое	≤ 400	3,8...9,4	**1.** 4) **2.** Максимальное значение из диапазона tpз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки по току 1 ступени (Куст1) равна 1,5 о.е., минимальное значение – когда Куст1 ≥ 12 о.е.
		Внутреннее удалённое	≤ 400	10	4)
		Внешнее «за спиной»	≤ 120	5)	**1.** 3) **2.** 4) **3.** При трехфазном КЗ «за спиной», сопровождающемся насыщением ТТ, возможно неселективное действие 1 ступени ТЗНП. В этом случае рекомендуется выполнить 1 ступень направленной или применить ТТ, который не будет насыщаться в данном режиме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Вид защиты, функция	Версия ПО	Вид КЗ	Та[7], [мс]	tрз, [мс], для ТТ классов точности P, PR, TPY, TPZ	Примечание
Токовая отсечка линии (ТО)	200 и ниже	Внутреннее близкое	≤ 400	7	[4]
		Внешнее «за спиной»	≤ 120	[5]	[4]
	300 и выше	Внутреннее близкое	≤ 400	2,7...7,5	**1.** [4] **2.** Максимальное значение из диапазона tрз соответствует наиболее неблагоприятному режиму, когда кратность уставки по току (Куст) равна 2 о.е., минимальное значение – когда Куст ≥ 12 о.е.
		Внешнее «за спиной»	≤ 120	[5]	**1.** [3] **2.** [4]

11

[1] – Указанные значения tрз должны быть согласованы со значениями уставок защит.

[2] – Указано время действия быстродействующего алгоритма защиты.

[3] – При включении защиты на алгоритмическую сумму токов в цепях выключателей значение tрз определяется функцией БСТО, которую рекомендуется ввести в работу. Вариант схемы с физическим суммированием токов в цепях выключателей не рекомендуется.

[4] – Указанные значения tрз приведены для случая подключения защиты к ТТ класса P. В настоящее время проводятся исследования работы защит при их подключении к ТТ различных классов точности. Предварительно можно принять значения tрз для случая подключения защиты к ТТ класса P.

[5] – Насыщение не влияет на работу защиты.

[6] – Испытания проводятся. Предварительно можно принять значения tрз для случая подключения защиты к ТТ класса P.

[7] – Эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО8.1.ПЗ

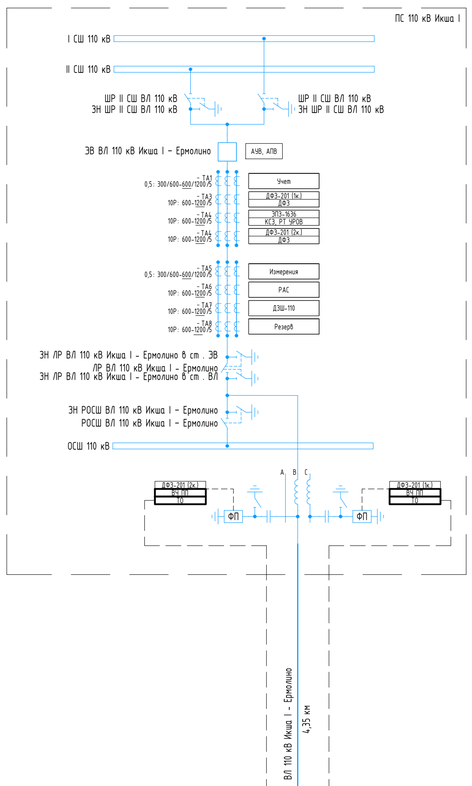
Лист

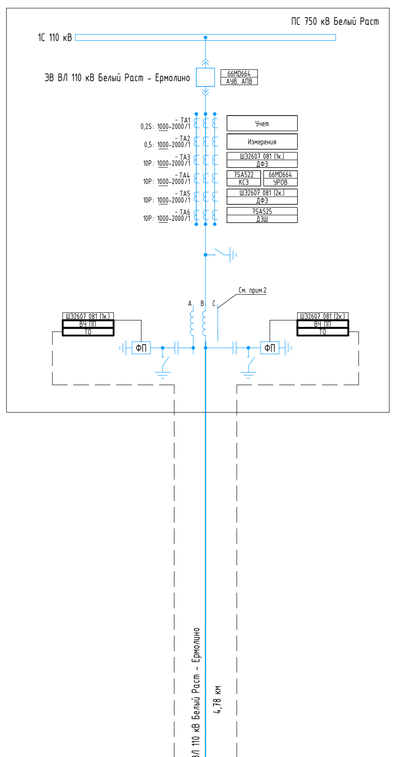
239

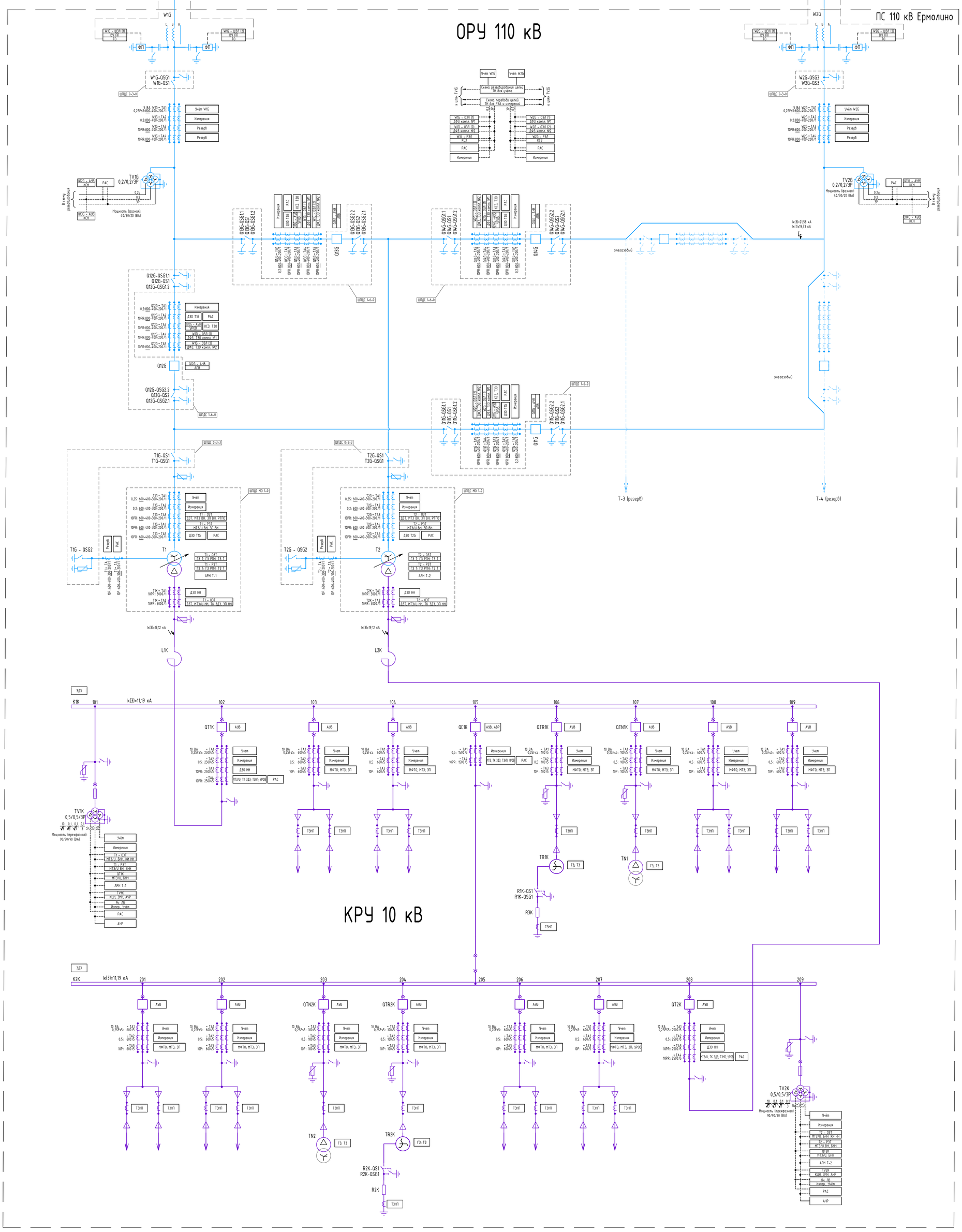
Формат А4

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				







СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА

№ п/п	Наименование	Тип оборудования	Наименование используемых функций РЗА	Количество единиц оборудования в шкафу/панели/релейном отсеке	Количество шкафов/панелей/ячейки	Примечание
ПС 110 кВ Ермолино						
1	Комплект основной высокочастотной дифференциально-фазной защиты линии 110 кВ	ШЭ2607 082	ДФЗ, ТЗО	1	4	
		ВЧ ПП	ВЧ ПП с командами	1		
2	Шкаф резервной защиты линии 110 кВ	ШЭЗЛ 2402402	КСЗ, ТЗО	2	1	
3	Шкаф автоматики управления выключателями 110 кВ	ШЭЗВ 23131	УРОВ, АПВ, АУВ	2	2	
4	Шкаф основной, резервной защиты трансформатора и автоматики регулирования напряжения тр-ра	ШЭЗТ 2113141	ДЗТ, ГЭ Т, ТЭ Т, ГЭ РПН, МТЗ ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/U НН, ЗП, ЗПО	1	2	
			ГЭ Т, ТЭ Т, ГЭ РПН, МТЗ ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/U НН, БНН	1		
			АРНТ	1		
5	Шкаф защиты шин (ошиновки) 110 кВ	ШЭЗШ 21111	ДЗО ВН	2	1	
6	Шкаф организации цепей переменного напряжения 110 кВ	ШЭТН 1111	КЦН	2	1	
7	Шкаф защиты ошиновки 10 кВ	ШЭЗШ 11111	ДЗО НН	2	1	
8	Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода 10 кВ	TOPAZ DRP	МТЗ/U, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, УРОВ, РАС	1	2	комплектно с ячейкой 10 кВ
		«Лайм»	ЗДЗ	1		
9	Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя 10 кВ	TOPAZ DRP	МТЗ, ТЗНП, ТК ЗДЗ, АУВ, УРОВ, АВР, РАС	1	1	комплектно с ячейкой 10 кВ
		«Лайм»	ЗДЗ	1		
10	Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации трансформатора напряжения 10 кВ	TOPAZ DRP	КЦН, ЗМН, АЧР	1	2	комплектно с ячейкой 10 кВ
		«Лайм»	ЗДЗ	1		
11	Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии 10 кВ	TOPAZ DRP	МТЗ, ТЗНП, ТО, АУВ, РАС	1	12	комплектно с ячейкой 10 кВ
		«Лайм»	ЗДЗ	1		
ПС 750 кВ Белый Раст						
12	Шкаф дифференциально-фазной защиты линии 110 кВ (ШЭ2607 081 НПП ЭКРА)	БЭ2704v081	ДФЗ	1	1	Существующий
		ВЧ ПП	ВЧ ПП с командами	1		Замена Рабочая частота ВЧ поста 668-672 кГц
13	Шкаф дифференциально-фазной защиты линии 110 кВ (ШЭ2607 081 НПП ЭКРА)	БЭ2704v081	ДФЗ	1	1	Существующий
		ВЧ ПП	ВЧ ПП с командами	1		Рабочая частота ВЧ поста 686-690 кГц
14	Шкаф резервной защиты линии и автоматики управления выключателем 110 кВ	7SA522 (Siemens)	КСЗ	1	1	Существующий
		6MD66 (Siemens)	АУВ, АПВ, УРОВ	1		
ПС 110 кВ Икша I						
15	Панель дифференциально-фазной защиты линии 110 кВ	ДФЗ-201 (ЧЗАЗ)	ДФЗ	1	1	Существующая
		ВЧ ПП	ВЧ ПП с командами	1		Замена Рабочая частота ВЧ поста 288-292 кГц
16	Панель дифференциально-фазной защиты линии 110 кВ	ДФЗ-201 (ЧЗАЗ)	ДФЗ	1	1	Существующая
		ВЧ ПП	ВЧ ПП с командами	1		Замена Рабочая частота ВЧ поста 532-536 кГц

СПЕЦИФИКАЦИЯ СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
T1, T2	Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный, Sном=25 МВА, Uном=115±9х1,78%/10,5 кВ с РПН на стороне ВН, со схемой и группой соединения обмоток Yн/Д-11; Uкз(вн-нн)=10,5% типа ТДН-25000/110 У1. Встроенные трансформаторы тока на линейных вводах ВН: Ктт=600-400-300-200/1 0,2FS5 10 ВА/ 0,2FS5 10 ВА/ 10PR30 30 ВА/ 10PR30 30 ВА/ 10PR30 30 ВА; в нейтральном вводе: Ктт=600-400-300-200/1 кл.точн 10P30 5 ВА/ 10P30 5 ВА	2	Газовое реле BF80 (или аналог) с 2 сигнальными и 2 отключающими контактами. Струйное реле RS-2001 (или аналог) с 2 отключающими контактами.
Q11G...Q14G	Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ; Iном=1000 А; Iоткл=31,5 кА, с пружинным приводом	4	
Q11G-TA... Q14G-TA	Трансформатор тока 110 кВ; 25 кА; Ктт=200-400-800/1 А; 0,2Fs5 10 ВА/ 10PR50 30 ВА/ 10PR50 30 ВА / 10PR50 30 ВА/ 10PR50 30 ВА; 200-400-800/1 А	4	
W1G-TA, W2G-TA	Трансформатор тока 110 кВ; 25 кА; Ктт=200-400-800/1 А; 0,2SFs5 10 ВА/ 0,2Fs5 10 ВА/ 10PR50 30 ВА/ 10PR50 30 ВА	2	
TV1G, TV2G	Трансформатор напряжения 110 кВ кл. точности 0,2/0,2/3Р; Ктн=110/√3/0,1/√3/0,1/√3/0,1 кВ; Фазная мощность обмоток с сохранением классов точности: 0,2/0,2/3Р - 40/30/20 ВА	2	
W1(2)GL1, L2	ВЧ заградитель 110 кВ, Iном=1250 А, диапазон частот заграждения 160-1000 кГц	4	
W1(2)GC1, C2	Конденсатор связи типа СМПВ-110/√3-6,4 У1	4	
W1(2)GZ1, Z2	Фильтр присоединения типа ФП (48-1000 кГц)/6400	4	
W1(2)GQS1K, QS2K	Разъединитель однополюсный 10 кВ	4	
L1K, L2K	Реактор токоограничивающий однофазный 10 кВ; Iном=2500 А; номинальное индуктивное сопротивление 0,25 Ом	6	
TN1, TN2	Трансформатор силовой трехфазный 2-х обмоточный, мощностью 250 кВА, Д/Ун-11, ТМГз-250/10±2х2,5% кВ У1	2	
TR1K, TR2K	Фильтр нулевой последовательности 10 кВ	2	
R1K, R2K	Резистор низкоомный заземления нейтрали 10 кВ	2	
QT1K, QT2K	Выключатель вакуумный 10 кВ с пружинным приводом, с двигательным приводом выкатного элемента 10 кВ; 2500 А; 31,5 кА	2	
QC1K	Выключатель вакуумный 10 кВ с пружинным приводом, с двигательным приводом выкатного элемента 10 кВ; 1600 А; 31,5 кА	1	
QW...	Выключатель вакуумный 10 кВ с пружинным приводом, с двигательным приводом выкатного элемента 10 кВ; 1000 А; 20 кА	12	
T1(2)K-TA	Трансформатор тока однофазный 2-х обмоточный, Uном=10 кВ, кл. точности 10PR20 20ВА/ 10PR20 20ВА, Ктт=3000/1 А	6	
QT1(2)K-TA	Трансформатор тока однофазный 4-х обмоточный, Uном=10 кВ, кл. точности 0,2SFS5 10ВА/ 0,5FS5 30ВА/ 10PR30 30ВА/ 10PR30 30ВА, Ктт=2500/5 А	6	
QC1K-TA	Трансформатор тока однофазный 2-х обмоточный, Uном=10 кВ, кл. точности 0,5FS5 30ВА/ 10PR30 30ВА, Ктт=1500/5 А	3	
QW...-TA	Трансформатор тока однофазный 3-х обмоточный, Uном=10 кВ, кл. точности 0,2SFS5 10ВА/ 0,5FS5 30ВА/ 10PR30 30ВА, Ктт=600/5 А	24	
QT...-TA	Трансформатор тока однофазный 3-х обмоточный, Uном=10 кВ, кл. точности 0,2SFS5 10ВА/ 0,5FS5 30ВА/ 10PR230 30ВА, Ктт=100/5 А	12	
TV1K, TV2K	Трансформатор напряжения 10 кВ, литой, 3-х обмоточный кл. точности: 0,2/0,5/3Р Трехазная мощность обмоток с сохранением классов точности: 0,2/0,5/3Р - 90/90/90 ВА	6	
TAN...	Трансформатор тока нулевой последовательности 10 кВ	20	

Условные обозначения для противоположных подстанций:

- существующее оборудование
- новое оборудование

Примечания:

1. Схема выполнена на основании чертежа Д208320-330739ПИР-227.0-ОТР.ГЧ2-01 "Схема электрическая принципиальная ПС 110 кВ Ермолино".
2. Фазировка ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ермолино и ПС 750 кВ Белый Раст не совпадает.
3. Взаимодействие устройств РЗА и АСУ ТП на ПС 110 кВ Ермолино осуществляется с использованием цифровой технологии передачи данных, выполненной по II архитектуре построения ВАПС:
   - передача аналоговых сигналов от измерительных устройств выполняется по контрольному кабелю;
   - обмен дискретными сигналами между устройствами РЗА осуществляется при помощи GOOSE-сообщений (МЭК 61850-8-1);
   - информационный обмен с верхним уровнем подстанции осуществляется цифровыми сигналами с использованием стандартного протокола MMS.
3. Все средства измерений на момент согласования проектной документации должны иметь свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"). На момент ввода в эксплуатацию все СИ должны иметь свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология").
4. Измерительные трансформаторы на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие Свидетельства (Сертификаты) об утверждении типа и действующие Свидетельства о поверке.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ1		
						Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжения 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша –Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино		
Разраб.		Николаев				Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Жуков					П		1
Н. контр.		Васильев				Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	ООО "Интеллектуальные системы и сети"		
ГИП		Булаев							

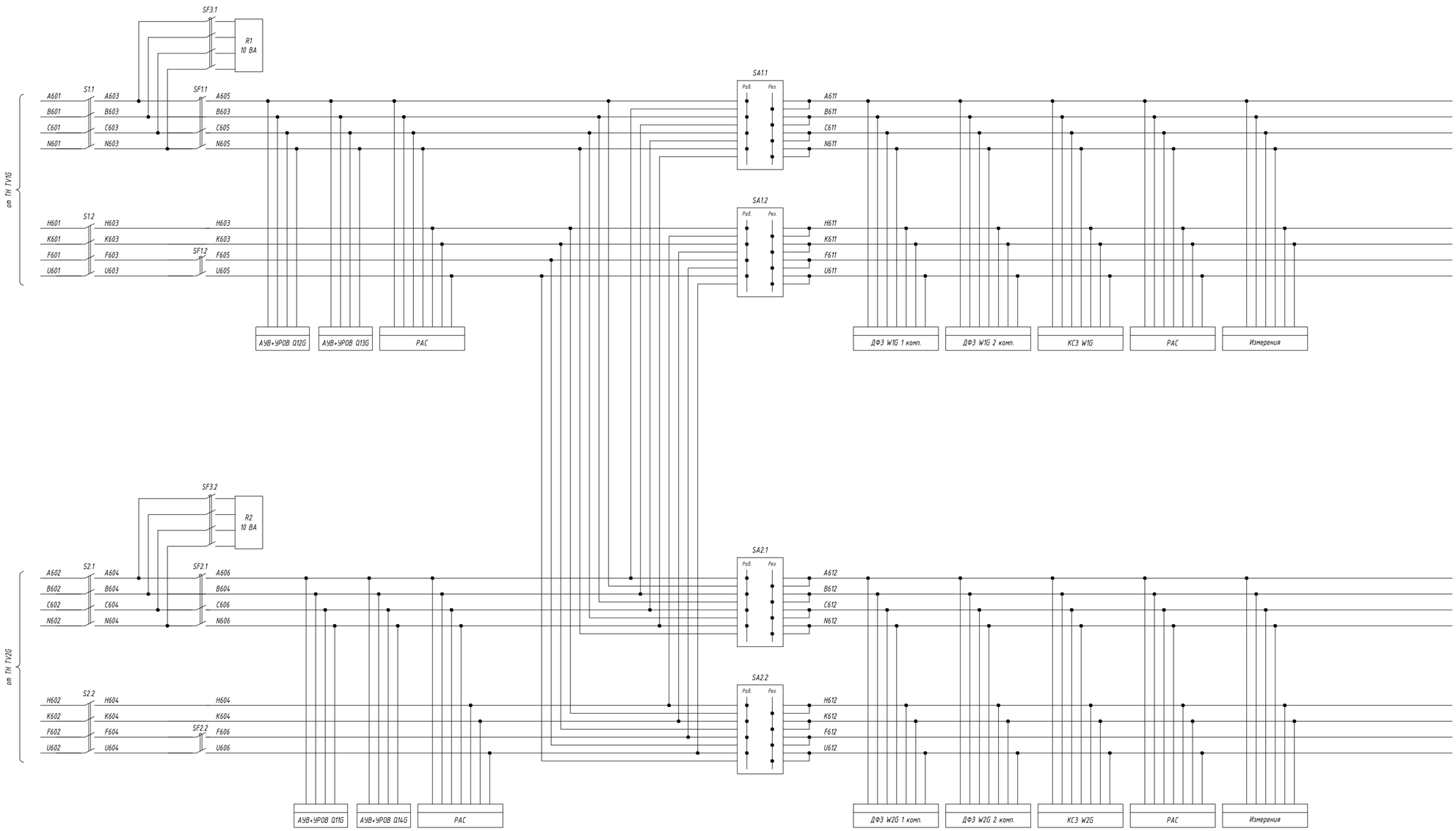
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А0



						Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ2		
						Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Николаев				Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Жуков					П		1
Н. контр.		Васильев				Схема организации цепей ТН 110 кВ	ООО "Интеллектуальные системы и сети"		
ГИП		Булаев							

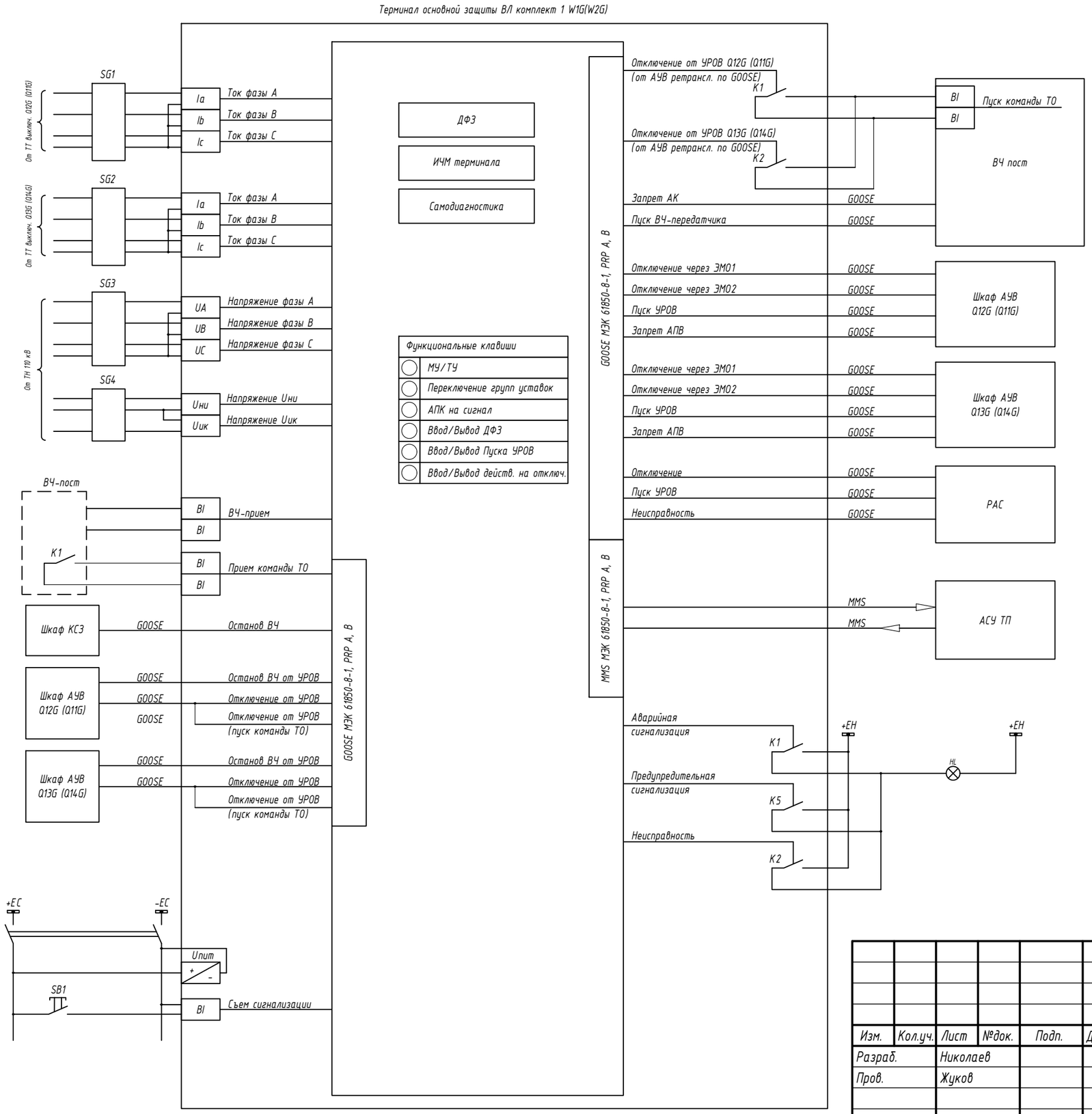
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ3
						Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино
Разраб.		Николаев				Графическая часть — Стадия: П; Лист: ; Листов: 1
Пров.		Жуков				
Н. контр.		Васильев				Структурно-функциональная схема основной защиты комплект №1 — ООО "Интеллектуальные системы и сети"
ГИП		Булаев				

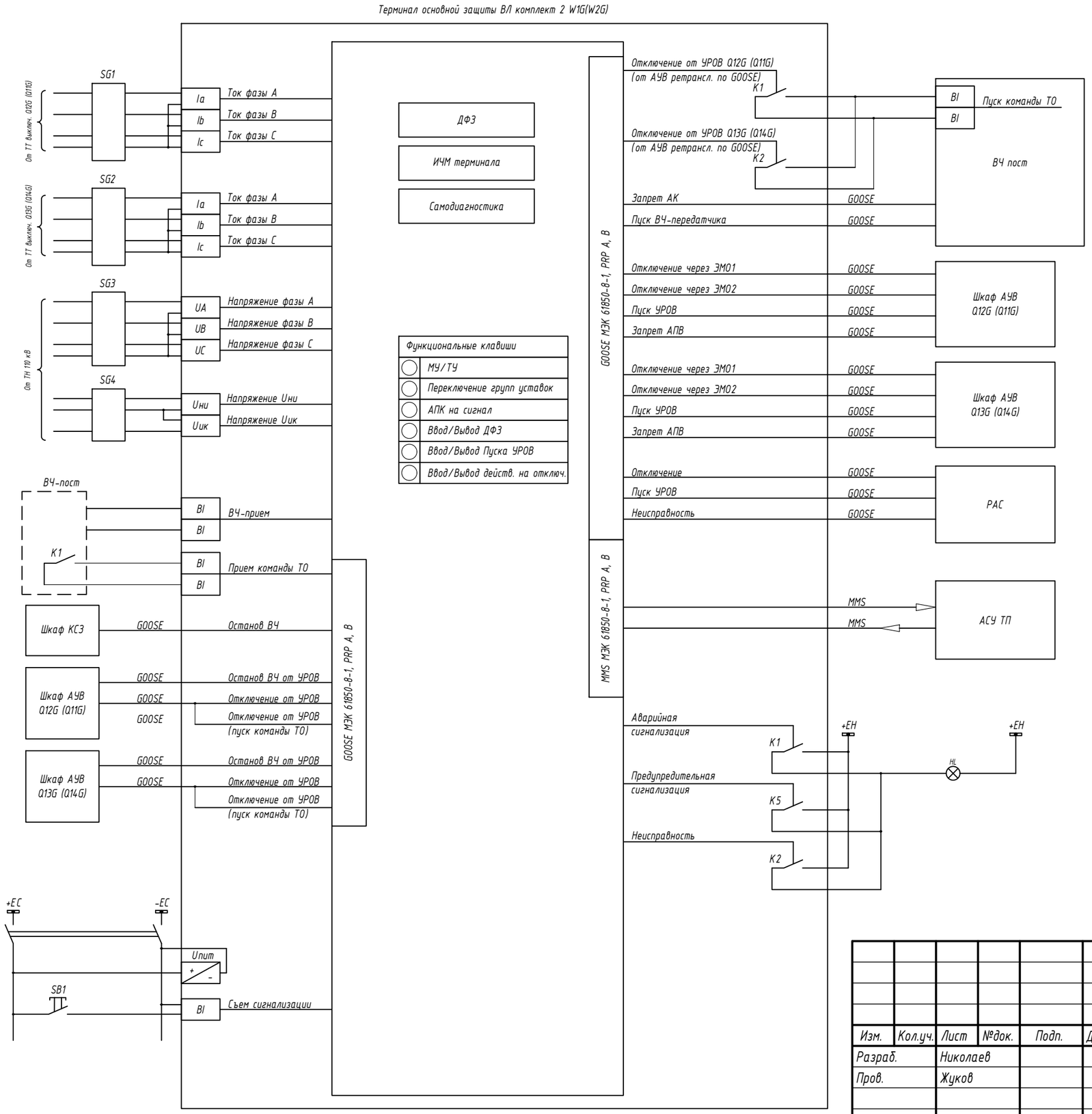
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Николаев			
Пров.		Жуков			
Н. контр.		Васильев			
ГИП		Булаев			

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ4

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
	П		1

Структурно-функциональная схема основной защиты комплект №2

ООО "Интеллектуальные системы и сети"

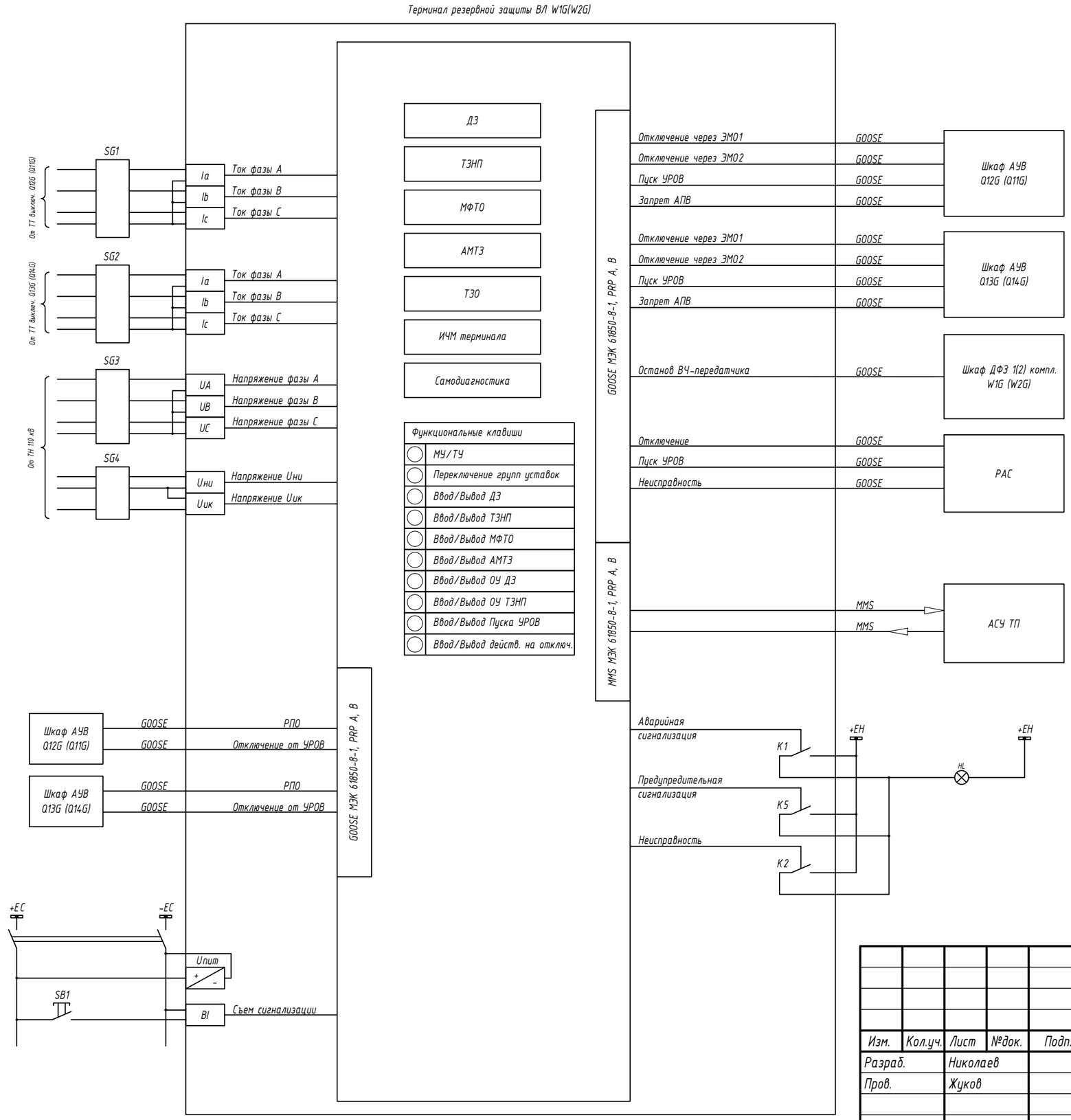
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Николаев			
Пров.		Жуков			
Н. контр.		Васильев			
ГИП		Булаев			

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ5

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

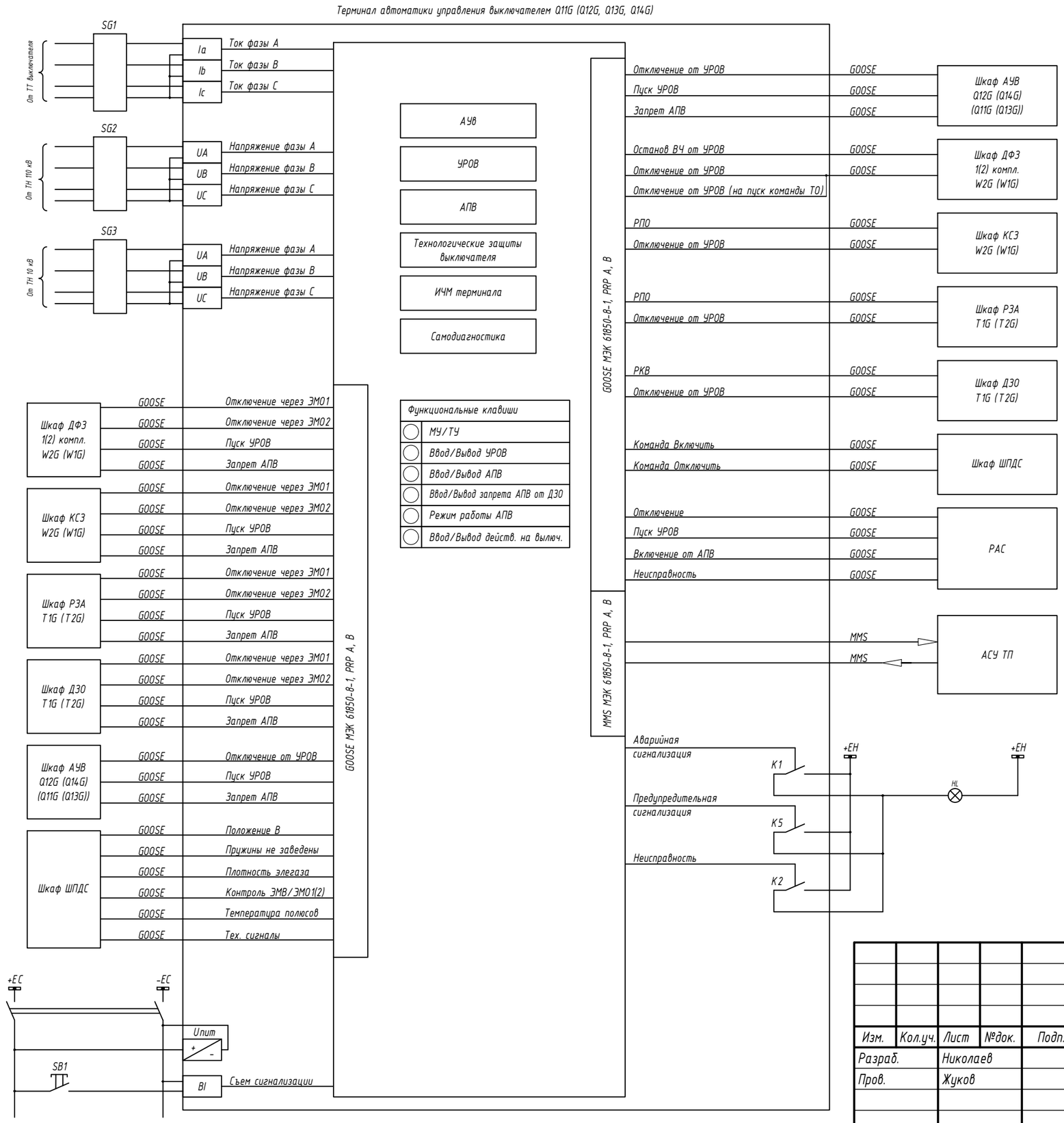
Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П		1

Структурно-функциональная схема резервной защиты

ООО "Интеллектуальные системы и сети"

Формат А3



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Николаев			
Пров.		Жуков			
Н. контр.		Васильев			
ГИП		Булаев			

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ6

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
	П		1

Структурно-функциональная схема АУВ выключателей 110 кВ

ООО "Интеллектуальные системы и сети"

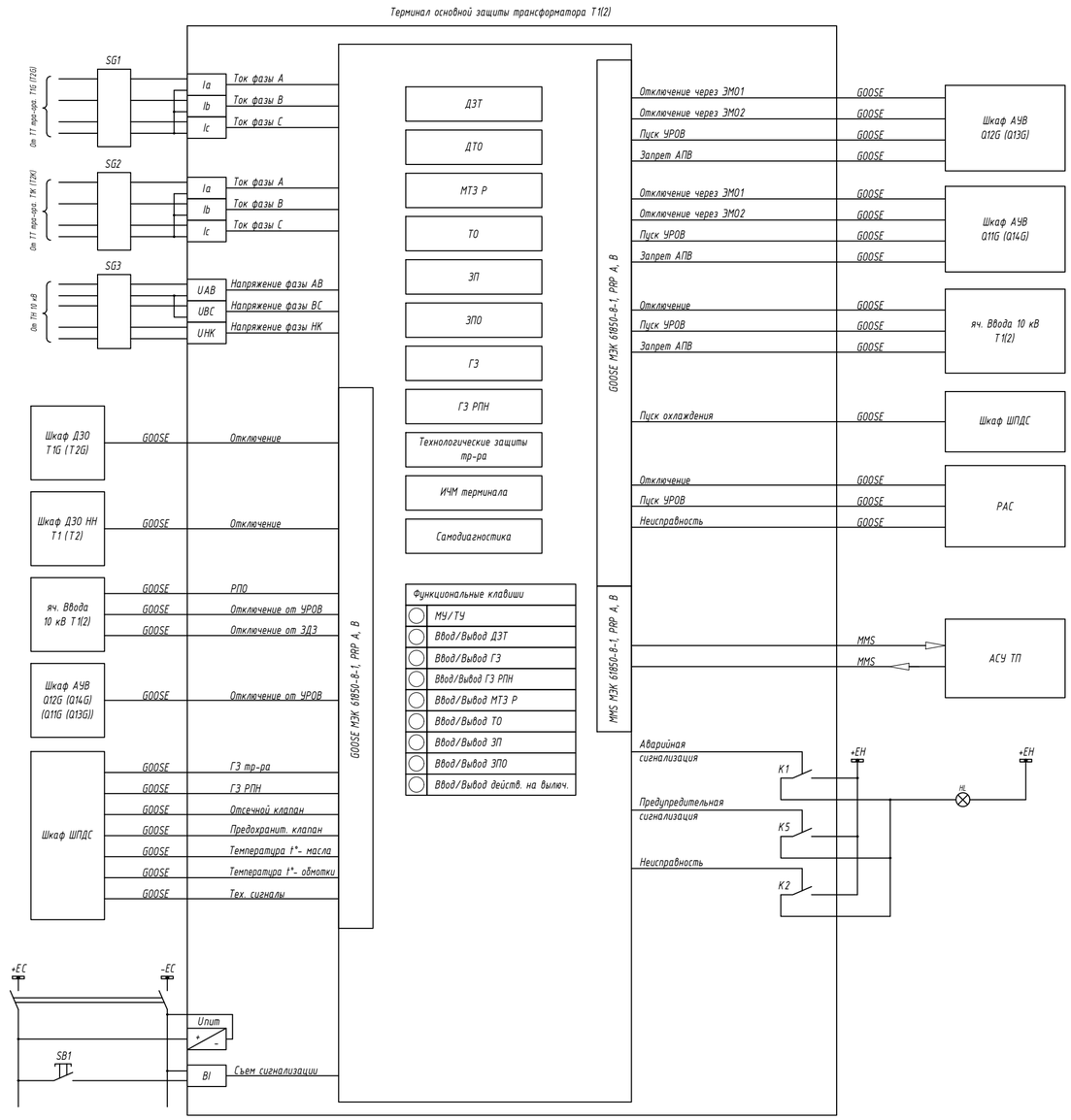
Согласовано

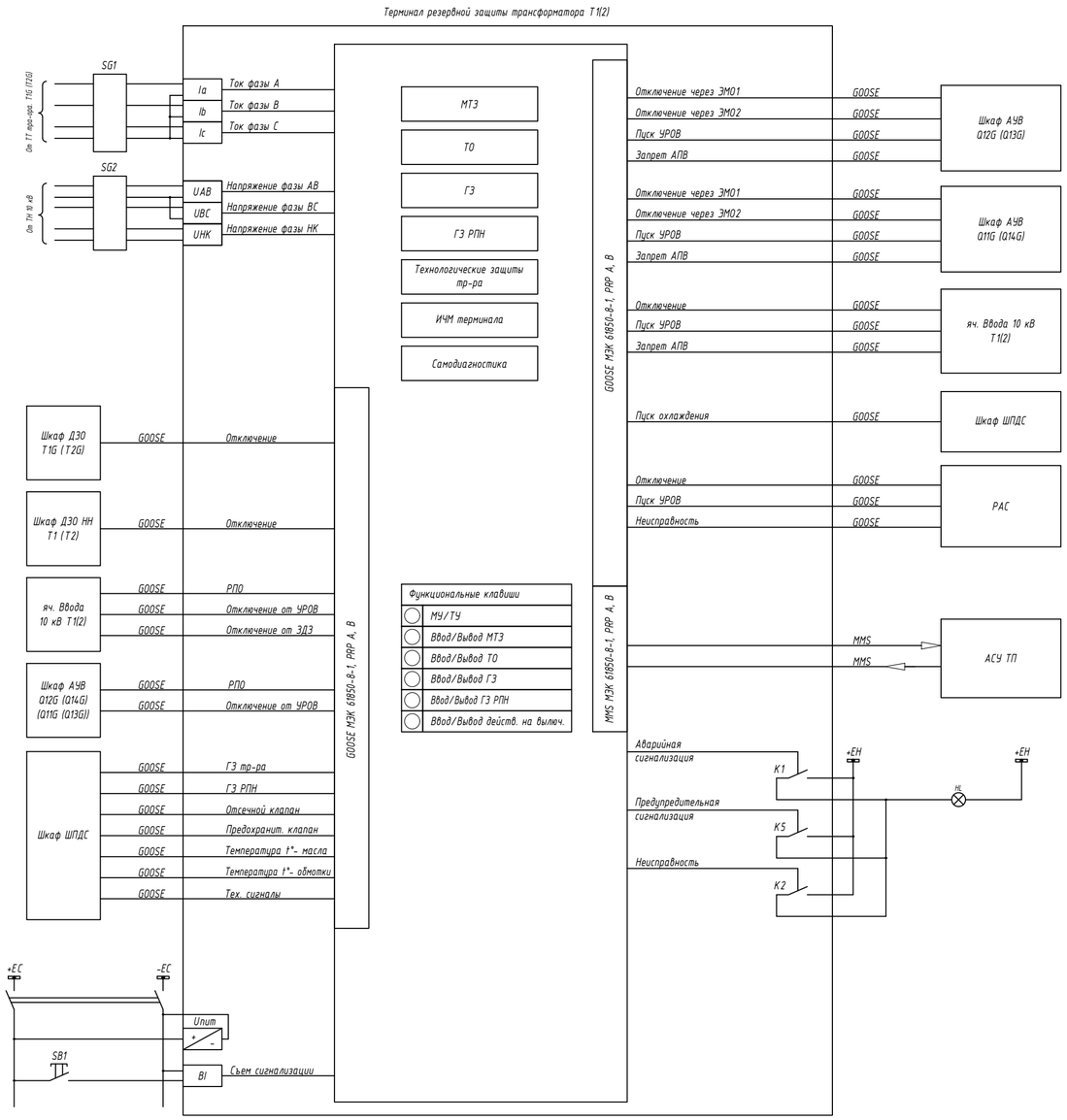
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3





						Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ7		
						Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Николаев				Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Жуков					П		1
Н. контр.		Васильев				Структурно-функциональная схема защиты трансформатора	ООО "Интеллектуальные системы и сети"		
ГИП		Булаев							

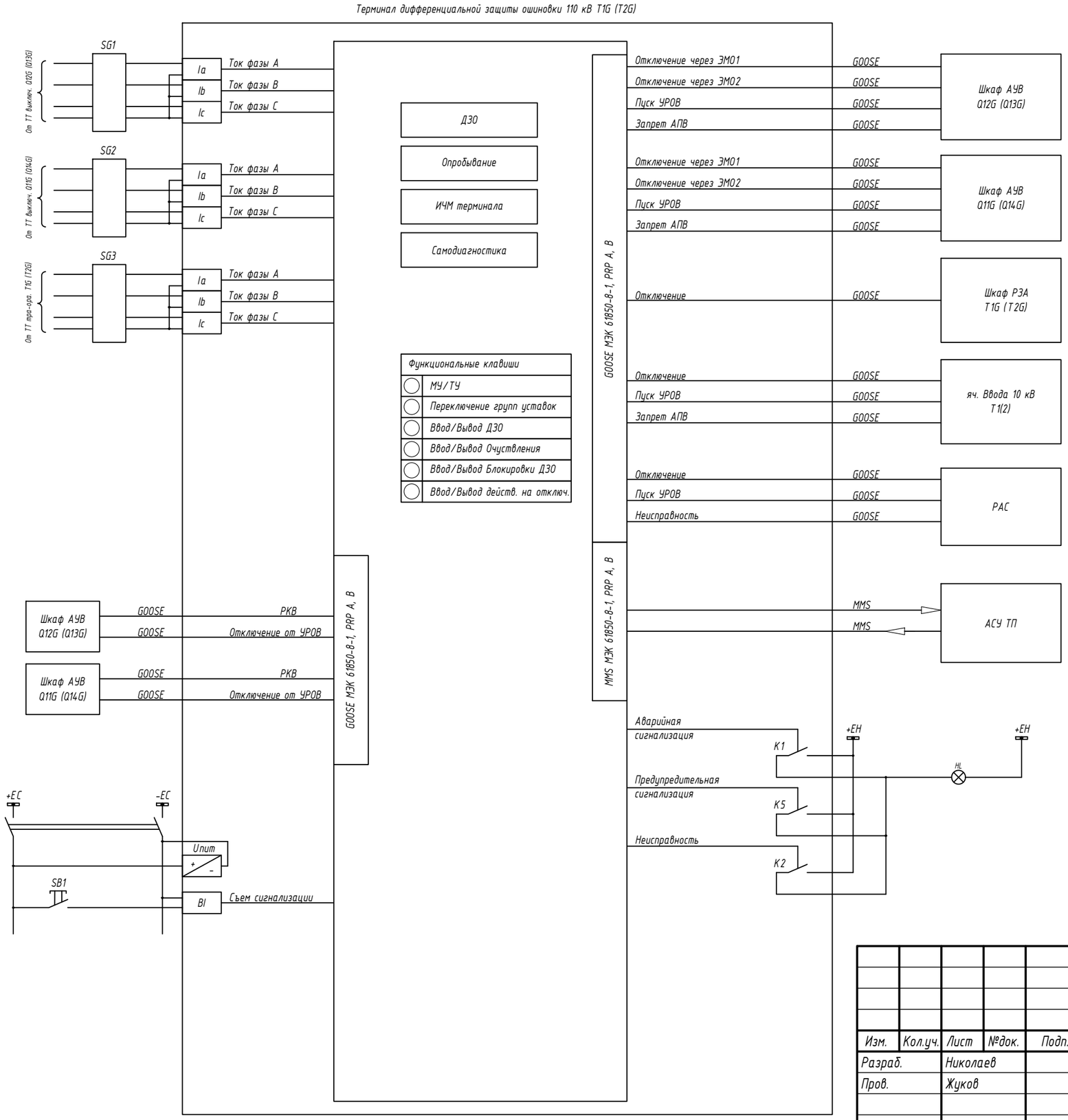
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Николаев			
Пров.		Жуков			
Н. контр.		Васильев			
ГИП		Булаев			

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ8

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П		1

Структурно-функциональная ДЗО 110 кВ

ООО "Интеллектуальные системы и сети"

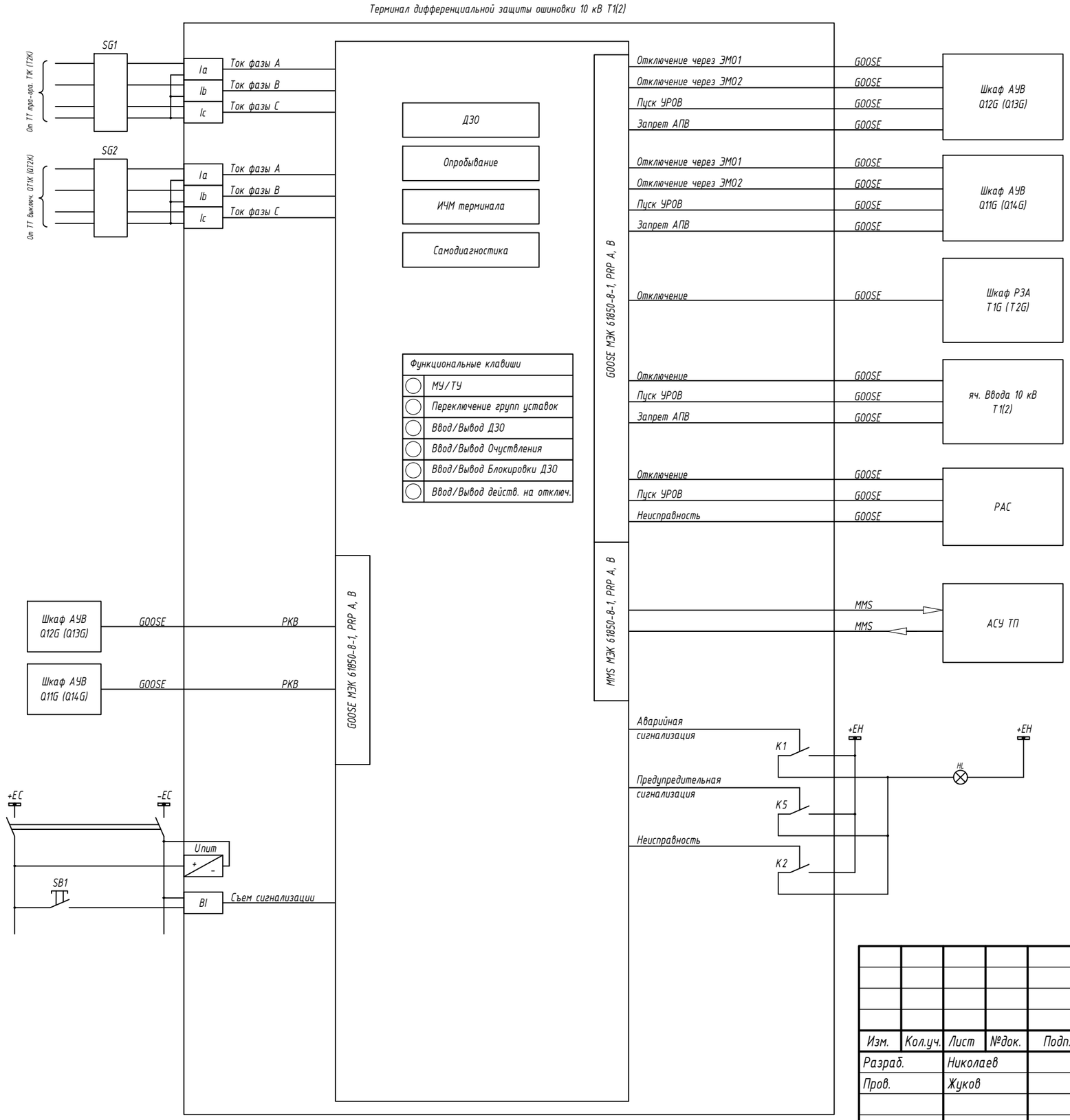
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Николаев			
Пров.		Жуков			
Н. контр.		Васильев			
ГИП		Булаев			

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ9

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П		1

Структурно-функциональная ДЗО НН 10 кВ

ООО "Интеллектуальные системы и сети"

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

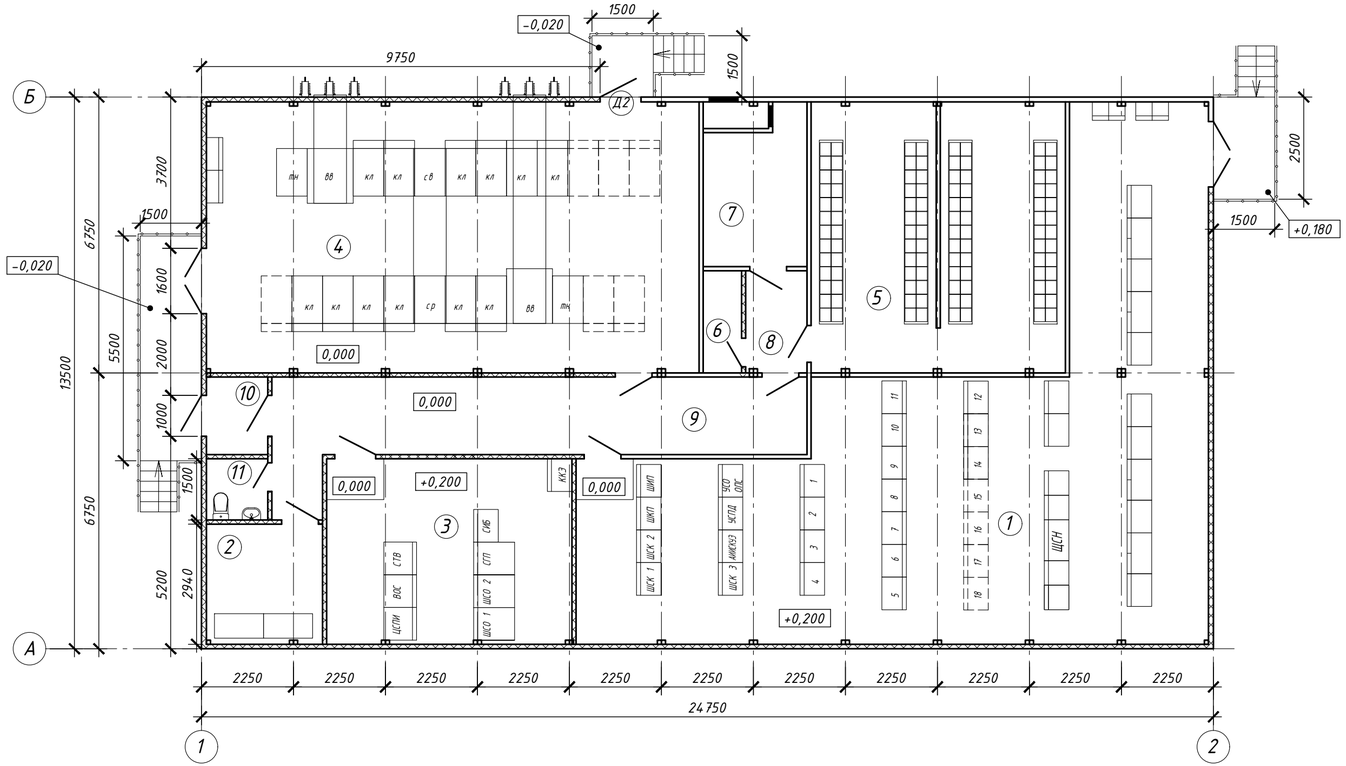
Формат А3

ПЕРЕЧЕНЬ ШКАФОВ РЗА

Поз.	Габарит (ШхГхВ)	Тип шкафа (панели)	Наименование	Примечание
1	800x600x2200		Шкаф ДФЗ компл. №1 ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино (W1G)	
2	800x600x2200		Шкаф ДФЗ компл. №2 ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино (W1G)	
3	800x600x2200		Шкаф ДФЗ компл. №1 ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино	
4	800x600x2200		Шкаф ДФЗ компл. №1 ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино	
5	800x600x2200		Шкаф организации цепей ТН 110 кВ	
6	800x600x2200		Шкаф основной и резервной защиты, АРН Т-2	
7	800x600x2200		Шкаф защиты ошиновки 10 кВ Т-1, Т-2	
8	800x600x2200		Шкаф защиты ошиновки 110 кВ Т-1, Т-2	
9	800x600x2200		Шкаф основной и резервной защиты, АРН Т-1	
10	800x600x2200		Шкаф АУВ В12, АУВ В13	
11	800x600x2200		Шкаф АУВ В11, АУВ В14	
12	800x600x2200		Шкаф РАС	
13	800x600x2200		Шкаф АЧР	
14	800x600x2200		Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино, ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино	
15	800x600x2200		Резерв	Резерв
16	800x600x2200		Шкаф основной и резервной защиты, АРН Т-4	Резерв
17	800x600x2200		Шкаф основной и резервной защиты, АРН Т-3	Резерв
18	800x600x2200		Шкаф защиты ошиновки 110 кВ Т-3, Т-4	Резерв

ЭКСПЛИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

Номер помещения	Наименование
1	Помещение панелей РЗА
2	Помещение для пресонала
3	Серверная, ЦСПИ ВОЛС и аппаратура СДТУ
4	ЗРУ 10 кВ
5	Аккумуляторная
6	Подсобное помещение для аккумуляторной
7	Венткамера
8	Тамбур АБ
9	Коридор
10	Тамбур
11	Санузел



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Николаев			
Пров.		Жуков			
Н. контр.		Васильев			
ГИП		Булаев			

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ08.1.ГЧ10

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П		1

План размещения оборудования РЗА в ОПУ

ООО "Интеллектуальные системы и сети"

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А4х3