Общество с ограниченной ответственностью
«Архитектурно-строительная компания «Барс»

Филиал АО «ДРСК»
«Приморские электрические сети»

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные соединения

Том 4.1.2

794-19-10-ИОС1.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

Общество с ограниченной ответственностью
«Архитектурно-строительная компания «Барс»

Филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные соединения

Том 4.1.2

794-19-10-ИОС1.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Главный инженер проекта А.А. Хомяков

Главный инженер А.В. Лоншаков

2019

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначение	Наименование	Страница
794-19-10-ИОС1.2.С	**Содержание**	2
794-19-10-СП	**Состав проектной документации**	3…5
794-19-10-ИОС1.2.ТЧ	**Текстовая часть**	
	1. Перечень нормативной документации	6
	2. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации	8
	3. Основные решения по выполнению релейной защиты	8
	4. ПС 550 кВ Владивосток	8
	5. ПС 220 кВ Волная	9
	6. ПС 110 кВ Западная	9
	6.1. Реконструкция защиты линии 220 кВ	9
	6.2. Релейная защита и автоматика силового трансформатора Т3	9
	6.3. Релейная защита и автоматика ОРУ-35 кВ	10
	6.4. Противоаварийная автоматика	10
	6.5. Автоматика и управление	10
	6.5.1. Устройство резервирования при отказе выключателей	11
	6.5.2. Автоматическое повторное включение	11
	6.5.3. Управление коммутационными аппаратами	11
	6.6. Размещение устройств РЗА	12
	6.7. Организация питания оперативным постоянным током	12
	6.8. Организация цепей напряжения 220 кВ	12
	6.9. Организация цепей напряжения 35 кВ	12
	6.10. Сигнализация	13
	6.11. Регистрация аварийных событий	13
	6.12. Организация измерений электрических величин	13
	6.13. Интеграция устройств РЗА в ССПИ	14
	6.14. Оперативная блокировка	14
	7. Состав и объем поставляемого оборудования РЗА	14
	Приложения	
Приложение А	Письмо ФСК ЕЭС МЭС Востока исх. № М3/П2/2/960 «О предоставлении данных»	17
Приложение Б	Выбор вторичных цепей трансформаторов напряжения	18…26
Приложение В	Выбор вторичных цепей трансформаторов тока	27…30
Приложение Г	Выбор параметров срабатывания устройств РЗА	31…39
Приложение Д	Структурно-функциональные схемы РЗА	40…44
	Графическая часть	
794-19-10-ИОС1.2.ГЧ, л. 2	Схема распределения устройств ИТС по обмоткам ТТ и ТН	45

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2.С

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	-	1

АСК БАРС

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	794-19-10-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	794-19-10-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
	-	Раздел 3. Архитектурные решения	*Раздел не разрабатывается*
3	794-19-10-КР	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.1.1	794-19-10-ИОС1.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	
4.1.2	794-19-10-ИОС1.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные соединения	
4.1.3	794-19-10-ИОС1.3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 3. Собственные нужды подстанции	
4.1.4	794-19-10-ИОС1.4	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Система сбора и передачи информации	
4.1.5	794-19-10-ИОС1.5	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

794-19-10-СП

Разраб.	Хомяков		11.19
Н.контр.	Лоншаков		11.19
ГИП	Хомяков		11.19

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

АСК БАРС

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		электроэнергии	
4.1.6	794-19-10-ИОС1.6	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 6. Система оперативного постоянного тока	
4.2	794-19-10-ИОС2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 2. Система водоснабжения	
4.3	794-19-10-ИОС3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 3. Система водоотведения	
4.5.1	794-19-10-ИОС5.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5. Сети связи Часть 1. Аппаратура связи	
4.5.2	794-19-10-ИОС5.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5. Сети связи Часть 2. Линейная часть ВОЛС	
	-	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Подраздел 6. Система газоснабжения. Подраздел 7. Технологические решения	*Подразделы не разрабатываются*
5	794-19-10-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
6	794-19-10-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строи-	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		тельства	
7	794-19-10-ООС	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
8	794-19-10-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
	-	Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	*Раздел не разрабатывается*
9	794-19-10-ЭЭ	Раздел 10(1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	
10	794-19-10-СМ	Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства	
		Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами	
11	794-19-10-ЭМС	Раздел 12.1. Электромагнитная совместимость	
12	794-19-10-ОБЭ	Раздел 12.2. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
13	794-19-10-ЭИ	Раздел 12.3. Эффективность инвестиций	

1 Перечень нормативной документации

1. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008;
2. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
3. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
4. Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.192-2014;
5. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016. «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», в актуальной редакции;
6. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
7. Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №97;
8. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления, утвержденные ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 06.09.2019;
9. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 12.07.2018 №548;
10. Требования 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, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №101;
11. Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. ПП РФ от 16.02.2008г. №87);
12. ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации;
13. Правила устройства электроустановок (действующее издание);
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
15. «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утвержденные Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008;

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2.ТЧ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные соединения

Стадия	Лист	Листов
П	1	11

АСК БАРС

16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);

17. Иные действующие законодательные и нормативно-технические документы.

2 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

Основанием для разработки проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км» служат следующие документы:

1. Техническое задание на разработку проектно-сметной документации по объектам: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км» (см. комплект 794-19-10-ПЗ);
2. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019 - 2024 года.;
3. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 18.07.2018;
4. Договор подряда № 19-3225 от 16.08.2019 г. между ООО «АСК «БАРС» и АО «ДРСК» на выполнение проектно-изыскательских работ по объектам: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км».

3 Основные решения по выполнению релейной защиты

В соответствии с заданием на проектирование на ПС 110/35/6 кВ Западная предусматривается установка силового трансформатора 220/35/6 кВ Т3 мощностью 63 МВА. В данном комплекте предусматривается оснащение вновь смонтированного присоединения Т3 основными и резервными защитами, для существующей линии ВЛ 220 кВ ПС Владивосток – ПС Волна на ПС Западная устанавливается блокирующий полукомплект защит ВЧБ.

Для выполнения резервирования защит присоединений токовые цепи основных и резервных защит подключаются к разным обмоткам трансформаторов тока. Также предусматривается резервирование защит по цепям напряжения с ручным переводом цепей на другой ТН.

В настоящем проекте учтены нормативные требования, действующие на дату выпуска проекта:

- подключение устройств РЗиА и систем измерений к разным обмоткам трансформаторов тока соответствующих классов точности;
- питание основных и резервных защит от отдельных цепей оперативного тока;
- действие защит на два электромагнита отключения.
- на объекте в качестве контрольных кабелей применяются экранированные кабели с изоляцией, не распространяющей горение и с низким газодымовыделением (с индексом нг(А)-LS).

На всех элементах проектируемых объектов предусматриваются устройства релейной защиты, выполненные на микропроцессорной элементной базе.

4 ПС 550 кВ Владивосток

Реконструкция защит линии ВЛ 220 кВ ПС Владивосток – ПС Волна, в связи с подключением по 220 кВ ПС Западная, не проводится.

На линии установлены следующие терминалы защит автоматики (см. Приложение А):

- КСЗ – 7SA522, производства Siemens;
- КСЗ с ВЧБ – 7SA522, производства Siemens;
- АУВ – 6MD 664, производства Siemens.

5 ПС 220 кВ Волна

Реконструкция защит линии ВЛ 220 кВ ПС Владивосток – ПС Волна, в связи с подключением по 220 кВ ПС Западная, не проводится.

На линии установлены следующие терминалы защит автоматики (см. Приложение А):

- КСЗ с ВЧБ – 7SA522, производства Siemens;
- КСЗ – ЭПЗ 1636, производства ЧЭАЗ.

6 ПС 110 кВ Западная

В рамках проекта предусмотрена установка трансформатора Т3 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА, установка блокирующего комплекта ВЧБ на ВЛ 220 кВ ПС Владивосток – ПС Волна.

6.1 Реконструкция защиты линии 220 кВ

На ПС Западная для предотвращения ложного срабатывания защиты линии ВЛ 220 кВ ПС Владивосток – ПС Волна предусматривается установка блокирующего комплекта КСЗ+ВЧБ (с ВЧ-постом), совместимого по принципам с существующими защитами.

Для комплекта предусматривается реконструкция каналов ВЧ связи с подключением проектируемых ВЧ постов к оборудованию ВЧ обработки ЛЭП.

6.2 Релейная защита и автоматика силового трансформатора Т3

В рамках проекта предусматривается установка трансформатора Т3 мощностью 63 МВА

На каждом трансформаторе предусмотрены следующие устройства РЗиА:

1. Комплект основной защиты трансформатора (ДЗТ) в составе:

- дифференциальная токовая защита трансформатора с торможением;
- газовая защита трансформатора с двумя ступенями. Первая ступень срабатывает с действием на сигнал, вторая ступень с действием на отключение трансформатора со всех сторон. А также газовая защита контактора РПН осуществляется с использованием струйных реле с действием на отключение трансформатора со всех сторон. Газовые реле действуют через комплект основных защит (ДЗТ) и резервных защит ВН трансформатора. Трансформатор оснащен двухпоплавковыми реле с двумя отключающими и двумя сигнальными контактами. Обеспечено питание цепей газовой защиты трансформатора и РПН от отдельных цепей оперативного тока. В проекте предусмотрен контроль изоляции цепей оперативного тока газовой защиты трансформатора и РПН.
- резервную защиту СН и НН (МТЗ СН и НН с пуском по напряжению от цепей НН);
- защита от перегрузки в одной из фаз на стороне ВН;
- блокировка РПН при перегрузке по току;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- технологические защиты (прием сигналов от датчиков повышения температуры масла от датчиков повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения, срабатывание предохранительного клапана, сигнал на перекрытие отсечного клапана).

2. Резервные защиты на стороне высшего напряжения (один комплект резервных защит на стороне ВН трансформатора совмещенной в одном терминале с АУВ ВН трансформатора). Резервные защиты на стороне ВН выполняются в виде ступенчатой токовой защиты с пуском по напряжению. В комплекте предусматривается использование двухступенчатой максимальной токовой защиты с пуском по напряжению. Предусмотрено автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней резервной защиты при выводе основной.

3. Резервная защита на стороне среднего напряжения СН РУ-35 кВ совмещены с АУВ СН

в одном терминале. Резервная защита на стороне низкого напряжения НН РУ-6 кВ не выполняется, т.к. данная сторона не используется и заглушена на ОПН.

4. Защита от перегрузки в ставе резервных защит ВН (если функция защиты от перегрузки будет отсутствовать в терминалах основной защиты трансформатора).

5. Автоматика охлаждения.

6. Устройство автоматики, управления и сигнализации регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформатора.

7. Сигнализация превышения уровня жидкости в маслосборнике (заполнение маслосборника).

6.3 Релейная защита и автоматика ОРУ-35 кВ

На территории ПС выполняется расширение ОРУ-35 кВ с установкой ячейки ввода 35 кВ для вновь устанавливаемого силового трансформатора Т3. Релейная защита и автоматика выполняется на микропроцессорных терминалах.

На вводных ячейках 35 кВ предусмотрены:

- максимальная токовая защита с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- защита минимального напряжения;
- УРОВ.

На вводном присоединении 35 кВ предусмотрен микропроцессорный терминал, в котором функция АУВ совмещена с функциями релейных защит.

В АУВ присоединения 35 кВ проектом предусматривается УРОВ. УРОВ выполняется в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени на отключение питающих присоединений.

Команда включения выключателя предусматривается только через микропроцессорный терминал АУВ, в целях исключения случаев включения при неисправности микропроцессорного терминала.

Управление выключателем 35 кВ осуществляется:

- с панели управления ОПУ (панель управления Т3);
- дистанционно через ССПИ ПС.

Выбор режима управления (местное/дистанционное) производится переключателями, установленном на панели управления Т3.

6.4 Противоаварийная автоматика

На ПС 110 кВ Западная установлен шкаф АЧР-35 кВ (ОПУ. Панель 23 АЧР) выведенный в резерв, данным проектом замена шкафа не предусматривается.

Шкафы УПАСК по ВЧ в сторону ПС Волна (ОПУ. Шкаф 41Р. УПАСК ПРД/ПРМ ВЛ220 кВ Волна) и в сторону ПС Владивосток (ОПУ. Шкаф 42Р. УПАСК ПРД/ПРМ ВЛ220 кВ Владивосток) заменяются, решения представлены в разделе Сети связи (см. комплект 794-19-10-ИОС5.1). Воздействия от вновь установленных шкафов остается существующим.

6.5 Автоматика и управление

При реконструкции ПС Западная и организации ОРУ-220 кВ предусматривается организация автоматики управления выключателями 220 кВ Т3. АУВ ВН 220 кВ трансформатора выполняется в составе шкафа защит трансформатора. В составе терминалов АУВ Т3 также предусматриваются резервные защиты ВН (МТЗ с пуском по напряжению СН).

В составе АУВ предусматривается контроль давления элегаза от сигнальных и аварийных контактов плотности элегаза в выключателях и ТТ 220 кВ. При срабатывании сигнальной ступени давления, срабатывает сигнализация, а при аварийной ступени происходит отключение и запрет

включения выключателя.

6.5.1 Устройство резервирования при отказе выключателей

Проектируемые присоединения вводятся в схему работы существующего УРОВ на ПС.

На каждом проектируемом выключателе предусматривается использование индивидуальных устройств резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с пуском от защит присоединений. Индивидуальное УРОВ предлагается в терминалах автоматики управления выключателем.

Индивидуальное УРОВ в микропроцессорном терминале реализуется с использованием реле тока УРОВ, с пуском от защит и с контролем действия защит в цепи отключения выключателя.

Предусматривается возможность работы УРОВ в двух режимах:

- с автоматической проверкой исправности выключателя, когда при пуске УРОВ от защит формируется сигнал на отключение резервируемого выключателя и с выдержкой времени на отключение смежных выключателей;
- с дублированным пуском от защит, когда сигнал на отключение смежных выключателей контролируется сигналом РПВ (KQC), который появляется при действии защит на отключение резервируемого выключателя.

УРОВ без выдержки времени формирует сигнал на отключение резервируемого выключателя при появлении любого из сигналов на отключение выключателя от как внешних устройств РЗА так и встроенных защит в составе терминала АУВ.

При наличии тока через выключатель и одновременном действии устройств РЗА логические цепи УРОВ с выдержкой времени 0,3 сек. формируют сигналы:

- в защиту трансформатора (для выключателей трансформаторов);
- запрет АПВ выключателя;

на отключение смежных выключателей.

6.5.2 Автоматическое повторное включение

Для выключателя 220 кВ предусматриваться однократное трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ) с пуском по цепи “несоответствия” и от защит.

При выполнении АПВ реализовано:

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;
- запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета АПВ от внешних устройств;

оперативный ввод/вывод АПВ, изменение алгоритма контроля АПВ посредством местного и удаленного доступа.

6.5.3 Управление коммутационными аппаратами

Управление выключателем 220 кВ осуществляется:

- из панелей управления;
- из шкафа управления, размещенного в непосредственной близости к выключателю 220 кВ;
- дистанционно через АСУ ТП.

Управление разъединителями 220 кВ с двигательными приводами осуществляется:

- из блоков управления, размещенных в непосредственной близости к ячейке 220 кВ, в безопасной зоне при механическом разрушении разъединителя;
- дистанционно через АСУ ТП.

Выбор режима управления (местное/дистанционное) производится переключателями, установленными в блоках управления коммутационными аппаратами.

Управление устройством РПН силового трансформатора осуществляется:

– с использованием регулятора напряжения АРПН;

дистанционно через АСУ ТП.

6.6 Размещение устройств РЗА

Проектируемые устройства РЗА и шкафы управления предусматривается разместить в построенном ОПУ.

6.7 Организация питания оперативным постоянным током

Проектом предусматривается питание устройств релейной защиты и автоматики от существующей и проектируемой системы оперативного постоянного тока выполненной на номинальное напряжение 220 В.

Система оперативного постоянного тока предусматривается выполнить в соответствии требованиями СТО 56947007-29.120.40.041-2010 распределение оперативного тока предусматривается выполнить от шкафа распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ). В котором предусматриваются отдельные шинки для питания терминалов РЗА (отдельно для основных и резервных защит) и отдельные шинки для питания электромагнитов (так же предусмотрено раздельное питание электромагнитов отключения ЭМО1 и ЭМВ от электромагнитов ЭМО2).

Устанавливаемые в ШРОТ автоматические выключателе должны быть оснащены сигнальным (показывающим положение выключателя) и аварийным (показывающим аварийное отключение контактами) для интеграции в систему непрерывного поэлементного контроля исправности цепей СОПТ.

Для защиты электромагнитов проектируемых выключателей 220 и 35 кВ (ЭМВ, ЭМО1, ЭМО2) предусматриваются независимые расцепители на АВ в цепях питания электромагнитов от длительного протекания тока.

В шкафах распределения оперативного постоянного тока предусматривается система непрерывного поэлементного контроля и автоматической диагностики замыкания на землю (пофидерный контроль изоляции). 1 и 2 уровни ЩПТ выполнен на предохранителях. 3 уровень на автоматических выключателях.

6.8 Организация цепей напряжения 220 кВ

Проектом предусматривается ПС Западная для присоединения 220 кВ установка одного комплекта ТН 220 кВ (три фазы). Каждый ТН 220 кВ имеет три вторичные обмотки:

– обмотка по схеме «звезда» для устройств РЗиА, ПА и измерений;
– обмотка по схеме «разомкнутый треугольник» для устройств РЗиА;
– обмотка по схеме «звезда» для устройств АИИСКУЭ.

Классы точности вторичных обмоток ТН 0,2/3/0,2.

В ОРУ-220 кВ предусмотрена организация вторичных цепей ТН, предусматривается установить на шкаф зажимов (ШЗН). Кабели от шкафа ШЗН до панели ТН предусмотрены с защитой от механических повреждений и обеспечивающие падение напряжения меньше нормируемых ПУЭ значений (0,25%).

6.9 Организация цепей напряжения 35 кВ

На ПС Западная на каждой секции шин 35 кВ установлены ТН 35 типа НАМИ-35 с двумя

вторичными обмотками:

- обмотка по схеме «звезда» для устройств РЗиА, АИИСКУЭ и измерений;
- обмотка по схеме «разомкнутый треугольник» для устройств РЗиА и измерений.

Классы точности вторичных обмоток ТН 0,5/3.

Цепи напряжения разведены по панелям защит 35 кВ шинками

6.10 Сигнализация

На ПС Западная установлена панель центральной сигнализации, выполненная на электромеханических реле, (ОПУ. Панель 12 Центральная сигнализация) и шкаф центральной сигнализации, выполненный на микропроцессорных терминалах производства ИЦ Бреслер, (ОПУ. Шкаф 12а Центральная сигнализация).

Проектируемые элементы ПС подключаются к существующей схеме резервной предупредительной и аварийной сигнализации на базе МП терминалов.

6.11 Регистрация аварийных событий

На ПС Западная установлен шкаф РАС, выполненный на базе микропроцессрных терминалов производства ООО НПП Бреслер. Данным проектом предусматривается подключение проектируемых элементов ПС в существующую схему РАС.

Регистрации подлежат фазные напряжения и напряжения нулевой последовательности по цепям напряжения, фазные токи и токи нулевой последовательности по токовым цепям.

Регистрируются аварийные события (аналоговые сигналы тока) на присоединениях:

- Т3 ввод 220 кВ;
- Т3 ввод 35 кВ.

Регистрируются аварийные события (аналоговые сигналы напряжения) на:

- Трансформатор напряжения 220 кВ.

Регистрации подлежат следующие дискретные сигналы:

- положение выключателей вводов ВН, СН Т3;
- факт действия защит на электромагнит отключения выключателей вводов 220, 35 кВ;
- действия АПВ для каждого проектируемого выключателя вводов 220, 35 кВ;
- действия УРОВ для каждого проектируемого выключателя 220, 35 кВ;
- регистрация «срабатывания» и «неисправность» основных защит трансформаторов;
- регистрация «срабатывания» и «неисправность» резервных защит трансформаторов;
- регистрация «неисправность» АРПН трансформаторов
- Сигналы «неисправность» и «срабатывание» устройств РЗА.

Для резервирования работы терминалов РАС, а также при необходимости достоверизации показаний, предполагается дополнительное использование встроенных в устройства РЗ функций с алгоритмами записей (осциллограмм) аварийных процессов.

6.12 Организация измерений электрических величин

В соответствии с ПУЭ 7-е издание на ПС Западная для проектируемых присоединений предусматривается следующий объем измерений на панелях управления средствами ССПИ и измерительными приборами:

- измерение напряжения (фазных и линейных) на 220 кВ;
- измерение тока, активной и реактивных мощностей на сторонах 220 кВ силового трансформатора Т3;
- измерение тока, на сторонах 35 кВ силового трансформатора Т3;

6.13 Интеграция устройств РЗА в ССПИ

В рамках проекта предусматривается организация управления коммутационными аппаратами, а также сбора и передачи информации о состоянии и параметрах работы вновь устанавливаемого оборудования РЗА на ПС Западная с помощью, существующей и системы ССПИ, система доукомплектовывается необходимым оборудованием.

Интеграция вновь устанавливаемых устройств в ССПИ организуется посредством дискретных сигналов, которые подключаются к вновь устанавливаемым устройствам ССПИ. От каждого комплекта РЗ предусматривается интеграция двух обобщенных сигналов: «Срабатывание», обобщённый сигнал «Неисправность или Выведенное состояние», а от каждого комплекта АУВ вводов 220, 35 кВ дополнительно сигналы «РПО», «РПВ», «Работа УРОВ», «Работа АПВ».

Кроме интеграции дискретными сигналами предусматривается интеграция по цифровым интерфейсам Ethernet с протоколами передачи данных МЭК 60870-5-101.

Подробные решения по интеграции устройств РЗА в ССПИ ПС Западная представлены в разделе ССПИ (см. комплект 794-19-10-ИОС1.4).

6.14 Оперативная блокировка

Проектом предусматривается интеграция проектируемых присоединений в существующую схему оперативной блокировки ПС.

Схема оперативной блокировки предусматривается с учетом условия, что разъединители 220 кВ имеют механическую и электромагнитную блокировку со своими заземлителями, кроме того разъединители с электродвигательными приводами должны иметь электрическую блокировку со своими заземлителями.

7 Состав и объем поставляемого оборудования РЗА

Настоящим титулом предусматривается поставка оборудования РЗА.

Устройства РЗА линии 220 кВ приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1. Состав устройств РЗиА линии 220 кВ

№	Наименование устройства (терминала, функции)	Место размещения и количество			
		ПС 220 кВ Западная	ПС 550 кВ Владивосток	ПС 220 кВ Волна	Итого:
	Устройства РЗА линий 220 кВ				
1.	Основная защита линии комплектно с ВЧ постом в составе шкафа КСЗ+ВЧБ*	1	-	-	1

* защита ВЛ КСЗ+ВЧБ должна быть совместима с полукомплектами КСЗ+ВЧБ производства Siemens 7SA522 установленными со стороны ПС 550 кВ Владивосток и ПС 220 кВ Волна.

Таблица 5.2 Состав устройств РЗиА внутриподстанционных элементов ПС 220 кВ Западная.

Таблица 5.2. Состав устройств РЗиА

№	Наименование устройства (терминала, функции)	Ед.изм.	Количество
1	**Комплекс РЗА устанавливаемый в ОПУ**		
1.1	Шкаф основной защиты трансформатора Т3, состав:	шкаф	1
	- основная защита трансформатора;	терминал	1
1.2	Шкаф резервной защиты трансформатора и АУВ ВН Т3, состав:	шкаф	1
	- резервная защита, АУВ и УРОВ на стороне 220кВ трансформатора	терминал	1
1.3	Шкаф защиты ввода и АУВ 35 кВ трансформатора Т3, состав:	шкаф	1
	- резервная защита, АУВ и УРОВ на стороне 35кВ трансформатора	терминал	1
1.4	Шкаф АРПН трансформатора Т3	шкаф	1
	- устройство автоматики, контроля и управления РПН	терминал	1
1.5	Панель управления трансформатором Т3	шкаф	1
2	**ЗИП в объеме отдельных блоков и плат**	**комплект**	*******
3	**Шкафы наружной установки:**		
3.1	Шкаф зажимов выключателя на 200 зажимов	шкаф	2*
3.2	Шкаф зажимов трансформатор напряжения	шкаф	1*
3.3	Шкаф зажимов трансформатора тока на 90 зажимов	шкаф	2*
3.4	Блок управления двигательными приводами разъединителей 220 кВ (для разъединителя с одним заземлителем)	шкаф	1
3.5	Блок управления двигательными приводами разъединителей 220 кВ (для разъединителя с двумя заземлителями)	шкаф	1
3.6	Блок управления двигательными приводами разъединителей 35 кВ (для разъединителя с одним заземлителем)	шкаф	2
3.7	Блок управления двигательными приводами разъединителей 35 кВ (для разъединителя с двумя заземлителями)	шкаф	1
4	**Проверочные устройства**		

4.1	Комплект проверочных устройств для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта ПТС РЗА в том числе устройство синхронизации по времени через GPS, программное обеспечение для проверочных устройств, переносной ПК и набор ручного инструмента для наладки и технического обслуживания устройств РЗА.	комплект	1

Примечание:

* - уточняется в зависимости от типа выбранного оборудования

*** - уточняется поставщиком оборудования.

РОССЕТИ
ФСК ЕЭС
МЭС Востока

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приморское предприятие
Магистральных электрических сетей
Россия, 690016, г. Владивосток
ул. Гризодубовой, д.31

Тел: +7 (4232) 26-68-84; факс: +7 (4232) 61-28-80
Email: info@ppmes.ru; www.fsk-ees.ru

от 23.10.2019 № МЭ/П2/ 2/960

Директору
ООО АСК «Барс»
А.В. Лоншакову

О предоставлении данных

Уважаемый Андрей Владимирович!

В ответ на Ваше письмо от 18.10.2019 № 379/19 сообщаю, следующее:

1. На ПС 500 кВ Владивосток по ВЛ 220 Владивосток –Волна установлены терминалы защит производства Siemens: комлект ступенчатых защит (далее КСЗ) типа 7SA522, КСЗ 7SA522 с ВЧБ и АУВ типа 6MD 664.

2. На ПС 220 кВ Волна по ВЛ 220 кВ Владивосток- Волна установлен терминал КСЗ 7SA522 с ВЧБ производства Siemens и КСЗ типа ЭПЗ 1636 производства ЧЭАЗ.

Таблицы уставок направлены на адрес bars-haa@mail.ru.

Заместитель директора –
главный инженер В.П. Москаленко

Козубина В.Е.
23-73
2611-524
Kozubina-VE@ppmes.ru

1 Общие указания к расчету

Расчет выполнен на основании:

– ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

– РД 34. 35. 305 Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;

– Правила устройства электроустановок. Издание 7.

Расчет произведен с целью:

1. Обеспечить точную работу измерительных органов защит и измерительных приборов. Погрешность обмоток трансформаторов напряжения не должна превышать предусмотренную соответствующим классом точности.

2. Проверить кабели, во вторичных цепях ТН по условию допустимого падения напряжения на зажимах приборов и реле. В соответствии с п. 3.4.5. ПУЭ изд.7:

– допустимое падение напряжения в 1,5% для основных обмоток ТН «звезда»;

– допустимое падение напряжения в 3% для дополнительных обмоток ТН «открытый треугольник».

3. Проверить чувствительность автоматических выключателей, установленных в ШЗН к токам К.З. на зажимах приборов и реле.

Расчет и выбор вторичных цепей в КРУ не проводится т.к. вторичные цепи ТН выполняются шинками и поставляются комплектно с КРУ.

2 Расчет нагрузок на трансформаторы напряжения

Расчет нагрузок выполняется в соответствии с РД 34. 35. 305 раздел 3. «Указания по расчетной проверке ТН и их вторичных цепей». Расчет нагрузок произведен для режима резервирования, т.е. вся нагрузка переведена на один ТН.

Расчет нагрузок приведен в таблице 1

3 Проверка загрузки ТН на соответствие классу точности

Для расчета максимальной нагрузки вторичных обмоток ТН, соединенных в звезду, должны быть определены суммарные нагрузки, включенные на междуфазные напряжения (Sab, Sвс, Sca) и на фазные напряжения (Sa, Sв, Sc).

В расчет вводятся две наибольшие из междуфазных нагрузок и наибольшая фазная нагрузка (обозначаются соответственно S_1, S_2, S_ϕ).

Нагрузка наиболее загруженной фазы ТН $S_{н.ф.}$ определяется по выражению:

$$S_{н.ф.} = \frac{S_2}{\sqrt{3}}\sqrt{K^2 + K + 1} + S_\phi, BA \qquad (1)$$

где: S_1-наибольшая из междуфазных нагрузок №1, ВА;

S_2 - наибольшая из междуфазных нагрузок №2, ВА;

S_ϕ - наибольшая фазная нагрузка, ВА;

$K = S_1 / S_2$

При соединении вторичных обмоток однофазных ТН в звезду нагрузка, подсчитанная для наиболее загруженной фазы по выражению (1), должна сопоставляться с мощностью одной фазы трансформаторов в требуемом классе точности.

Проверка выполняется исходя из условия, что фактическая нагрузка на вторичную обмотку трансформатора тока не будет превышать допустимую, соответствующую классу точности.

$$S_{н.факт} \le S_{кл.точн.}$$

Результаты расчета и проверки соответствия нагрузки классу точности приведены в таблице 2. Фактическая нагрузка на наиболее загруженную фазу меньше номинальной в классе точности ТН.

Для обмоток «открытого треугольника» мощность нагрузки на обмотку сопоставляется с суммарной нагрузкой на данную обмотку, обмотка находится в классе точности 3.

4 Расчет сопротивлений в цепи ТН

При расчете использовалась следующая расчетная схема цепей ТН:

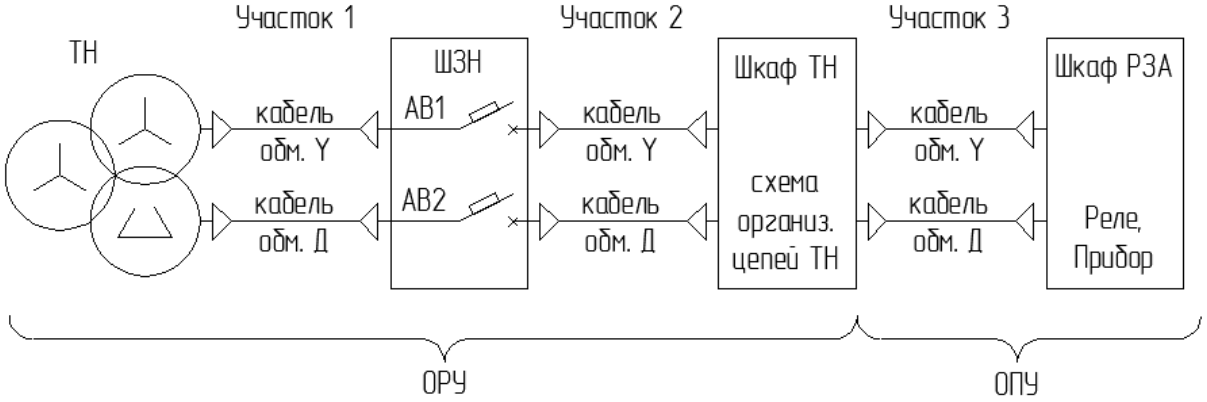


Рисунок 1 – расчетная схема организации цепей ТН

Схема замещения для обмотки «звезда» приведена рисунке 2

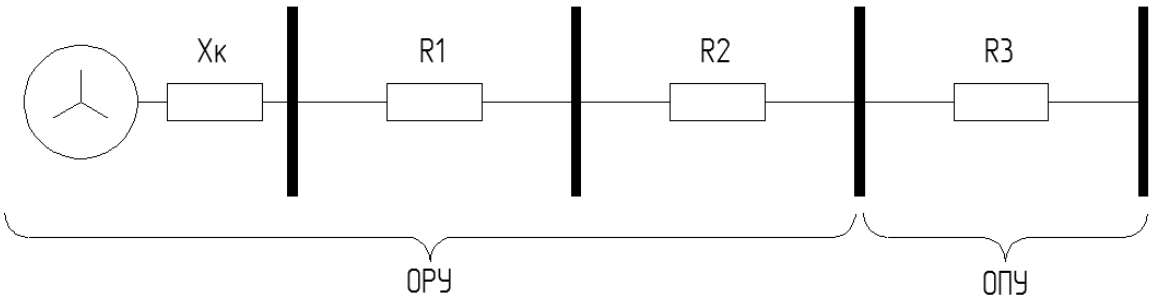


Рисунок 2 – Схема замещения вторичных цепей ТН

Для обмотки «открытый треугольник» схема замещения аналогична.

Сопротивление жил кабелей для соответствующего участка определяется по формуле:

$$r_{уч} = \frac{l_{уч}}{\gamma_{уч} \cdot q_{уч}}, B \qquad (2)$$

где: $l_{уч}$ – длина участка кабеля, м;

$\gamma_{уч}$ – удельная проводимость, принимаемая (для меди равной 57 См·м/мм^2; для алюминия - 34,5 (См·м/мм^2);

$q_{уч}$ – сечение кабеля, мм^2.

Расчет сопротивления на участках 1-3 (от ТН до ШЗН, от ШЗН до шкафа ТН, от шкафа ТН до шкафов РЗА) приведен в таблице 3.

сопротивление в цепи ТН определяется по выражению:

$$r_{\sum пр} = r_{пр1} + r_{пр2} + r_{пр3}, Ом \quad (3)$$

где: $r_{пр1}$ – сопротивление жилы кабеля на 1 участке, Ом;

$r_{пр2}$ – сопротивление жилы кабеля на 2 участке, Ом;

$r_{пр3}$ – сопротивление жилы кабеля на 3 участке, Ом.

Расчет суммарного сопротивления жил кабелей в цепи ТН приведено в таблице 3.

5 Расчет падения напряжения на зажимах приборов и реле

Падение напряжения определяются как падение напряжения в последовательно соединенных кабелях в цепях основных и дополнительных обмоток трансформатора напряжения.

Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = K_1 \cdot r_{пр1} \cdot I_1 + K_2 \cdot r_{пр2} \cdot I_2 + K_3 \cdot r_{пр3} \cdot I_3, B \quad (3)$$

где: $r_{пр1}$ – сопротивление жилы кабеля на 1 участке, Ом;

$r_{пр2}$ – сопротивление жилы кабеля на 2 участке, Ом;

$r_{пр3}$ – сопротивление жилы кабеля на 3 участке, Ом;

I_1 – ток нагрузки, протекающий по жиле кабеля на 1 участке, Ом;

I_2 – ток нагрузки, протекающий по жиле кабеля на 2 участке, Ом;

I_3 – ток нагрузки, протекающий по жиле кабеля на 3 участке, Ом;

K_1, K_2, K_3 – коэффициенты для пересчета фазного падения напряжения на линейное, соответствующего участка кабеля, принимаются:

- при питании трехфазной нагрузки - $\sqrt{3}$;
- при питании по двум жилам включенной на линейное напряжение – 2.

Ток нагрузки, включенной на фазное напряжение, на отдельном участке можно определить из выражением:

$$I_Ф = \frac{S_{н.ф.}}{U_{м.ф.}/\sqrt{3}}, A \quad (4)$$

где: $S_{н.ф.}$ – нагрузка наиболее загруженной фазы ТН, В;

$U_{м.ф.}$ – номинальное линейное напряжение, В (принято 100 В);

Для основной обмотки в расчетах принимается, что вся нагрузка трехфазная, и выражение 3 примет вид:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot r_{пр1} \cdot \frac{S_{н.ф.}}{U_{м.ф.}/\sqrt{3}} + \sqrt{3} \cdot r_{пр2} \cdot \frac{S_{н.ф.}}{U_{м.ф.}/\sqrt{3}} + \sqrt{3} \cdot r_{пр3} \cdot \frac{S_a}{U_{м.ф.}/\sqrt{3}}, B \quad (5)$$

Преобразовав, вырождение 5 получим:

$$\Delta U = \frac{3 \cdot r_{пр1} \cdot S_{н.ф.}}{U_{м.ф.}} + \frac{3 \cdot r_{пр2} \cdot S_{н.ф.}}{U_{м.ф.}} + \frac{3 \cdot r_{пр1} \cdot S_a}{U_{м.ф.}}, B \quad (6)$$

Для дополнительной обмотки выражение 3 примет вид:

$$\Delta U = 2 \cdot r_{пр1} \cdot \frac{S_{3U_0}}{U_{3U_0}} + 2 \cdot r_{пр2} \cdot \frac{S_{3U_0}}{U_{3U_0}} + 2 \cdot r_{пр3} \cdot \frac{S_{3U_0}}{U_{3U_0}}, B \quad (7)$$

Расчеты падений напряжения на участках 1, 2, 3 приведены в таблицах 4, 5, 6, суммарное падение напряжения рассчитано в таблице 7.

Суммарное падение напряжения в относительных единицах (процентах) определяется выражением:

$$\Delta U = \frac{|U_H| - |U_{2H}|}{|U_H|} \cdot 100, \% \quad (8)$$

где: U_H – номинальное напряжение, В;

U_{2H} – напряжение на зажимах приборов и реле (определяется разностью номинального напряжения и суммарного падения напряжения), В;

Результаты расчетов приведены в таблице 7

6 Проверка на чувствительность автоматических выключателей к токам КЗ

Для определения тока КЗ должны быть известны активные сопротивления проводов и значения сопротивления $X_к$ обмоток или напряжения КЗ $U_к$ ТН. Значения напряжения $U_к$ ТН предоставляются производителями ТН в паспортных данных. Внутреннее сопротивление обмотки ТН определяется по формуле:

$$X_K = \frac{U_к \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S}, \% \quad (9)$$

где: $U_к$ – напряжение короткого замыкания, % для ТН принято 4,13%;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки ТН, В;

S -мощность ТН, к которой отнесено $U_к$, ВА (предельная мощность ТН)

Результаты расчетов приведены в таблице 8

В настоящее время в ШЗН установлены автоматические выключатели типа АП50Б номинальным током 2,5 А с кратностью электромагнитного расцепителя 3,5хIном

Автоматические выключатели проверяются по условию отстройки от нагрузки:

$$I_{ном} \geq \frac{K_н \cdot S_{н.ф.}}{U_ф}, A \quad (10)$$

где: $S_{н.ф.}$ – нагрузка наиболее загруженной фазы ТН, ВА;

$U_ф$ – номинальное напряжение, В (принято 100 В для дополнительных обмоток и 100/√3 для основных обмоток);

$K_н$ – коэффициент отстройки тока от нагрузки, принимается равным 1,5.

Проверка и параметры автоматов приводятся в таблице 9.

7 Расчет токов КЗ во вторичных цепях ТН

7.1 Расчет токов КЗ для основной обмотки

7.1.1 Трехфазное КЗ на зажимах АВ

Максимальный ток трехфазного КЗ на зажимах АВ рассчитывается по формуле:

$$I_{MAX}^{(3)} = \frac{U_{м.ф.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_k^2 + (r_{ав} + r_{пр1})^2}} \ , A \qquad (11)$$

где: $U_{м.ф.}$ – номинальное линейное напряжение, В (принято 100 В);

X_K – внутреннее сопротивление ТН, Ом;

$r_{ав}$ – внутреннее сопротивление автомата, для АП50Б Iном 2,5А принято - 0,32, Ом;

$r_{пр1}$ – сопротивление жилы кабеля на 1 участке, Ом.

7.1.2 Однофазное КЗ на наиболее удаленной панели в ОПУ

Суммарное сопротивление до наиболее удаленной панели в ОПУ при однофазном КЗ определяется по формуле:

$$\Sigma r_{пр} = 2 \cdot (r_{\sum пр} + r_{ав}) \ ,\text{Ом} \qquad (12)$$

где: $r_{\sum пр}$ – суммарное сопротивление кабеля основной обмотки, Ом;

$r_{ав}$ – внутреннее сопротивление автомата, Ом.

Минимальный ток на наиболее удаленной панели в ОПУ при однофазном КЗ определяется по формуле:

$$I_{MIN}^{(1)} = \frac{U_{мф} / \sqrt{3}}{\sqrt{X_k^2 + \Sigma r_{пр}^2}} \ ,\text{А} \qquad (13)$$

где: $U_{м.ф.}$ – номинальное линейное напряжение, В (принято 100 В);

X_K – внутреннее сопротивление ТН, Ом;

$\Sigma r_{пр}$ – суммарное сопротивление до наиболее удаленной панели в ОПУ при однофазном КЗ.

7.2 Расчет токов КЗ для дополнительной обмотки

7.2.1 Междуфазное КЗ фаз «И» и «Ф» на выводах АВ

Максимальный ток междуфазного КЗ фаз «И» и «Ф» на выводах АВ определяется по формуле:

$$I_{MAX}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{м.ф.}}{\sqrt{X_k^2 + (r_{ав} + r_{пр1})^2}} ,\text{А} \qquad (14)$$

где: $U_{м.ф.}$ – номинальное линейное напряжение, В (принято 100 В);

X_K – внутреннее сопротивление ТН, Ом;

$r_{ав}$ – внутреннее сопротивление автомата, Ом;

$r_{пр1}$ – сопротивление жилы кабеля на 1 участке, Ом.

7.2.2 Междуфазное КЗ фаз «И» и «К» на наиболее удаленной панели в ОПУ

Суммарное сопротивление до наиболее удаленной панели в ОПУ при междуфазном КЗ определяется по формуле:

$$\Sigma r_{пр} = 2 \cdot (r_{\sum пр} + r_{ав}) \text{ ,Ом} \quad (15)$$

где: $r_{\sum пр}$ – суммарное сопротивление кабеля дополнительной обмотки, Ом;

$r_{ав}$ – внутреннее сопротивление автомата, Ом.

Минимальный ток на наиболее удаленной панели в ОПУ при междуфазном КЗ определяется по формуле:

$$I_{MIN}^{(2)} = \frac{U_{м.ф.}}{2 \cdot \sqrt{X_k^2 + \Sigma r_{пр.}^2}} \text{ ,А} \quad (16)$$

где: $U_{м.ф.}$ – номинальное линейное напряжение, В (принято 100 В);

X_K – внутреннее сопротивление ТН, Ом;

$\Sigma r_{пр}$ – суммарное сопротивление до наиболее удаленной панели в ОПУ при междуфазном КЗ.

Расчет токов КЗ во вторичных цепях ТН представлен в таблице 10.

8 Проверка АВ на коммутационную способность

Проверка АВ на коммутационную способность выполняется по формуле:

$$I_{кз.\max} \le 3000 \text{ ,А} \quad (17)$$

где: $I_{кз.\max}$ – максимальный ток КЗ для основной и для дополнительной обмоток, А;

3000 – коммутационная способность автоматического выключателя АП50Б

Проверка на коммутационную способность представлена в таблице 11.

9 Проверка чувствительности АВ к наиболее удаленному КЗ

Проверка чувствительности АВ к наиболее удаленному КЗ выполняется по формуле:

$$K_Ч = \frac{I_{кз.мин}}{K_{макс} \cdot I_{ном.ав}} \ge 1{,}5 \quad (17)$$

где: $I_{кз.\min}$ – минимальный ток КЗ для основной и для дополнительной обмоток, А;

$K_{макс}$ – кратность тока АВ;

$I_{ном.ав}$ – номинальный ток автомата, А.

Проверка чувствительности АВ к наиболее удаленному КЗ представлена в таблице 11.

Расчет сечений жил контрольных кабелей и параметров цепей переменного напряжения РЗиА ТН-220 кВ

Таблица 1. Расчет нагрузки на ТН1. ТН2 в цепях РЗА, измерения

№ п/п	Наимен. прис-ия	Наименование прибора	Тип прибора (аналога)	Мощность потребления фазная, ВА	Кол-во приборов	Потребление приборов и реле в нормальном режиме, ВА							Примечание
						на фазе			на обмотке			S_{3U_0}	
						Sa	Sb	Sc	Sab	Sbc	Sac		
1	Нагрузка на ТН-220 кВ Т3												
2													
3		Терминал резервной защиты	Терминал РЗА	0,5	1	0,5	0,5	0,5				1	
4													
5		Вольтметр	ЩМ-120	3	1	3	3	3					
6		Вытттметр, Варметр	ЩМ-120	3	1	3	3	3					
7		Измерительный преобразователь АСУТП	АЕТ 411	1	1	1	1	1				1	
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
Итого:						8	7,5	7,5				2	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	794-19-10-ИОС1.2	Лист 7

Формат А3

Таблица 2. Определение мощности вторичных обмоток ТН

Обмотка ТН	Определение суммарной загрузки ТН, ВА "Y" $S_{\phi} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{K^2 + K + 1} + S_{\phi}, K = \frac{S_1}{S_2}$ "D" $S_{a3U_0} = \sum S_{3U_0}$	Номинальная мощность ТН в классе точности, ВА				Класс точности при работе в режиме	Примечание
		0,2	0,5	3P	Предельная мощность		
Основная	8	200	400	–	2000	0,2	Принят режим резервирования
Дополнительная	2	–	–	1200	2000	3	

Принят следующий материал кабеля во вторичных цепях РЗА: ОРУ – медь
ОПУ – медь

Таблица 3. Параметры схемы замещения от зажимов ТН до ШЗН (участок 1)

Обмотка ТН	Кабель на участке 1, (от ТН до шкафа ШЗН)			Кабель на участке 2, (от ШЗН до шкафа ТН)			Кабель на участке 3, (от шкафа ТН до шкафов РЗА)			Суммарное сопротивление кабеля, Ом $r_{\sum пр} = r_{пр.1} + r_{пр.2} + r_{пр.3}$
	Длина, м	Сечение, мм2	Сопротивление кабеля, Ом $r_1 = \frac{l_1}{\gamma_1 \cdot q_1}$	Длина, м	Сечение, мм^2	Сопротивление кабеля, Ом $r_2 = \frac{l_2}{\gamma_2 \cdot q_2}$	Длина, м	Сечение, мм^2	Сопротивление кабеля, Ом $r_3 = \frac{l_3}{\gamma_3 \cdot q_3}$	
Основная	8	6	8/(57х6)= 0,023	138	6	138/(57х6)= 0,40	12	6	12/(57х6)= 0,04	0,023+0,4+0,04 = 0,46
Дополнительная	8	6	8/(57х6)= 0,023	138	6	138/(57х6)= 0,40	12	6	12/(57х6)= 0,04	0,023+0,4+0,04 = 0,46

Таблица 4. Расчет падения напряжения на участке 1 от ТН до выходных клемм ШЗН

Обмотка	Сопротивление участка	Потребляемая мощность, ВА	Формула	Падение напряжения, В
Основная обмотка	0,023	8	"Y" $-\Delta U = 3 \cdot S_{нф} \cdot R_к / \cdot U_{МФ}$	3х8х0,023/100= 0,01
Дополнительная обмотка	0,023	2	"D" $-\Delta U = 2 \cdot S_{3U_0} \cdot R_к / \cdot 3U_0$	2х0,023х2/100=

Таблица 5. Расчет падения напряжения на участке 2 от ШЗН до шкафа ТН

Обмотка	Сопротивление участка	Потребляемая мощность, ВА	Формула	Падение напряжения, В
Основная обмотка	0,400	8	"Y" $-\Delta U = 3 \cdot S_{нф} \cdot R_к / \cdot U_{МФ}$	3х8х0,4/100= 0,09
Дополнительная обмотка	0,400	2	"D" $-\Delta U = 2 \cdot S_{3U_0} \cdot R_к / \cdot 3U_0$	2х0,4х2/100= 0,02

Таблица 6. Расчет падения напряжения на участке 3 от шкафа ТН до шкафов РЗА

Обмотка	Сопротивление участка	Потребляемая мощность, ВА	Формула	Падение напряжения, В
Основная обмотка	0,040		"Y" $-\Delta U = 3 \cdot S_{нф} \cdot R_к / \cdot U_{МФ}$	3х0х0,04/100=
Дополнительная обмотка	0,040		"D" $-\Delta U = 2 \cdot S_{3U_0} \cdot R_к / \cdot 3U_0$	0х0,04х2/100=

Таблица 7. Суммарное падение напряжения в цепи ТН на зажимах приборов и реле

Обмотка	Участок 1 Падение падение напряжения, В	Участок 2 Падение падение напряжения, В	Участок 3 Падение падение напряжения, В	Суммарное падение напряжения в цепи ТН, В	Суммарное падение напряжения в цепи ТН, %	Допустимое пдение напряжения по п. 3.4.5. ПУЭ изд.7
Основная обмотка	0,01	0,09		0,01+0,09+0 = 0,10	0,10%	0,1% < 1,5%
Дополнительная обмотка		0,02		0+0,02+0 = 0,02	0,02%	0,02% < 3%

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	794–19–10–ИОС1.2	Лист 8

Таблица 8. Расчет внутреннего сопротивления обмоток ТН

Обмотка ТН	Наименование	Расчетное выражение	Числовое значение
Основная	Сопротивление ТН, Ом	$X_K = U_k\% \cdot U_{ном}^2 / (100 \cdot S_{пр})$	4,13x57,74^2/(100x2000)= 0,069
Дополнительная	Сопротивление ТН, Ом	$X_K = U_k\% \cdot U_{ном}^2 / (100 \cdot S_{пр})$	4,13x100^2/(100x2000)= 0,207

Таблица 9. Параметры автоматических выключателей в цепях РЗА

Наименование обмотки	Отстройка от тока нагрузки $I_{ном} \geq K_н \cdot S_{нф} / U_ф$	Параметры автомата			
		Iном, А	кратн.	Imax, А	R, Ом
АВ в цепях основной обмотки (цепи "А", "С", "0") – SF1	1,5x8/57,74= 0,20	**2,5**	3,5	8,75	0,32
АВ в цепях дополнительной обмотки (цепи "И", "Ф") – SF2	1,5x2/100= 0,03	**2,5**	3,5	8,75	0,32

Таблица 10. Расчет токов КЗ во вторичных цепях ТН

Обмо-тка	Вид КЗ	Место КЗ	Расчетная велечина	Расчетное выражение	Числовое значение
Основная (измерения)	3-х фазное	Выводы АВ	Максимальный ток КЗ, А	$I_{MAX}^{(3)} = \frac{U_{нф}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_k^2 + (r_{ав} + r_{пр})^2}}$	$\frac{100}{1,73x(0,069^2+0,34^2)^{0,5}} = 176,39$
	1-о фазное	Наиболее удаленная панель в ОПУ	Суммарное Rпр при 1ф КЗ, Ом	$\Sigma r_{пр.} = 2 \cdot (r_{\sum пр} + r_{ав})$	2x(0,46+0,32) = 1,57
			Минимальный ток КЗ, А	$I_{MIN}^{(1)} = \frac{U_{нф} / \sqrt{3}}{\sqrt{X_k^2 + \Sigma r_{пр}^2}}$	$\frac{57,74}{(0,069^2+1,57^2)^{0,5}} = 36,83$
Дополнительная	междуфазное "И", "Ф"	Выводы АВ	Максимальный ток КЗ, А	$I_{MAX}^{(2)} \frac{\sqrt{3} \cdot U_{нф}}{\sqrt{X_k^2 + (r_{ав} + r_1)^2}}$	$\frac{1,73x100}{(0,207^2+0,34^2)^{0,5}} = 328,00$
	междуфазное "И", "К"	Наиболее удаленная панель в ОПУ	Суммарное Rпр ,Ом	$\Sigma r_{пр.} = 2 \cdot (r_{\sum пр} + r_{ав})$	2x(0,463+0,32) = 1,34
			Минимальный ток КЗ, А	$I_{MIN}^{(2)} = \frac{U_{нф}}{2 \cdot \sqrt{X_k^2 + \Sigma r_{пр.}^2}}$	$\frac{100}{2x(0,21^2+1,34^2)^{0,5}} = 36,91$

Таблица 11. Проверка автоматических выключателей

Наименование обмотки	Проверка на коммутационную способность АВ $I_{КЗ.max} \leq 3000$	Чувствительности АВ к наиболее удаленному КЗ $K_ч = \frac{I_{кз.мин}}{K_{макс} \cdot I_{Ном.АВ}} \geq 1,5$
АВ в цепях основной обмотки (цепи "А", "С", "0") – SF1	176,39<3000	$\frac{36,83}{3,5x2,5} = 4,21$
АВ в цепях дополнительной обмотки (цепи "И", "Ф") – SF2	328<3000	$\frac{36,91}{3,5x2,5} = 4,22$

1 Общие указания к расчету

Расчет произведен на основании 5916тм-т1 "Рекомендации по расчету сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях релейной защиты", а также ГОСТ 30323-95 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания». В соответствии с методикой и ПУЭ ТТ должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Обеспечить точную работу измерительных органов защит при токах короткого замыкания – токовая погрешность ТТ f≤10%.
2. Проверить кабель, приборы и реле во вторичных цепях ТТ по условию термической стойкости к токам короткого замыкания во вторичных цепях.
3. Не допустить при К.З. повышения напряжения на зажимах вторичной обмотки выше 1000 В. $U_{2макс} \leq U_{2доп.}$

Проверочные расчеты вторичных цепей ТТ для комплектных распределительных устройств не выполняются т.к. вторичные цепи ТТ находиться внутри ячеек, имеют незначительную длину (менее 2 метров), поставляются комплектно с КРУ и рассчитаны на токи К.З. с запасом заводом изготовителем. Проверочные расчеты внешних вторичных цепей тока для КРУ выполняются.

2 Проверка ТТ на допустимую токовую погрешность

Проверка выполняется исходя из условия, что фактическая нагрузка на вторичную обмотку трансформатора тока не будет превышать допустимую при требуемой кратности тока.

$$Z_{н.факт} \leq Z_{н.допТТ}$$

2.1.1 Расчет требуемой кратности первичному току

Расчет требуемой (расчетной) кратности выполняется из условия полной трансформации токов К.З (однофазных и трехфазных) во вторичную обмотку без насыщения ТТ. Расчет требуемой кратности выполняется по выражению:

$$K_{расч.} = \frac{I^{(1)}{}_{К.З.макс}}{I_{ном.перв.}}; K_{расч.} = \frac{I^{(3)}{}_{К.З.макс}}{I_{ном.перв.}} \quad (1)$$

где: $I^{(1)}{}_{К.З.макс}$; $I^{(3)}{}_{К.З.макс}$ – максимальный ток короткого замыкания - однофазный, трехфазный, А ;

$I_{ном.перв.}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

2.1.2 Расчет допустимой вторичной нагрузки на обмотку ТТ

Вторичная допустимая нагрузка из условия не превышения токовой погрешности ТТ (f≤10%) определяется по выражению:

$$Z_{н.допТТ} = \frac{K_{10ном}}{K_{расч.}} \cdot \left(\frac{S_{ном}}{I_2^2} \right), Ом \qquad (2)$$

где: $K_{10ном}$ – Номинальная предельная кратность ТТ (технические характеристики ТТ);

$K_{расч.}$ – Требуемая (расчетная) кратность ТТ;

$S_{ном}$ – Номинальная мощность вторичной обмотки ТТ, ВА

$I_{ном.перв.}$ – Номинальный вторичный ток трансформатора тока, А.

2.1.3 Определение допустимого сопротивления кабеля во вторичных цепях ТТ

Исходя из допустимой вторичной нагрузки на ТТ можно вычислить допустимое сопротивление кабеля, для обмоток, соединенных в «полную звезду» в зависимости от видов К.З, по выражениям:

– при трехфазном К.З. $r^{(3)}_{пр} = Z^{(3)}_{н.допТТ} - r_{р.ф} - r_{пер}$

– при однофазном К.З. $r^{(1)}_{пр} = (Z^{(1)}_{н.допТТ} - r_{р.ф} - r_{р.0} - r_{пер})/2$ (3)

где: $r_{р.ф}$ – сопротивление обмотки реле (терминала) в фазном проводе, Ом (вычисляется как $r_{р.ф} = S_р / I_р^2$, $S_р$ – мощность, потребляемая реле (терминалом), ВА

$I_р$ – ток при котором указана потребляемая мощность, А

$r_{р.0}$ – сопротивление реле (терминала) в нулевом проводе, Ом

$r_{пер.}$ – переходное сопротивление контактов (принято 0,1 Ом).

2.1.4 Определение расчетного сечения кабеля

Результатом расчета является выбранное сечение кабеля, которое принято минимальным из ряда номинальных сечений, но при этом больше расчетного. Расчетное сопротивление кабеля определяется по выражению:

$$S_{рач} = \frac{l_{дейст}}{\gamma \cdot r_{пр}}, мм^2 \qquad (4)$$

где: $l_{дейст}$ – расчётная длина кабеля;

$r_{пр}$ – принятое сопротивление проводника, принято 3,35 Ом.

γ – удельная проводимость, Ом/м (для меди – 57; для алюминия – 34)

3 Проверка вторичных цепей ТТ на термическую стойкость токам К.З.

3.1 Расчет максимального вторичного тока К.З.

Расчет максимального вторичного тока, протекающего во вторичной цепи К.З вычисляется по формуле:

$$I_{2К.З,макс} = \frac{I_{К.З.макс}}{K_{ТТ}};A \quad (5)$$

где: $I_{К.З.макс}$ – максимально первичный ток К.З.;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

3.2 Проверка по тепловому импульсу во вторичных цепях ТТ при К.З.

Расчет максимально допустимого теплового импульса выполняется по формуле:

$$B_{расч} = I^2_{2КЗ.МАХ} \cdot t_{тер} = I^2_{2КЗ.МАХ} \cdot (t_{сз} + t_{откл.Q});\ А^2с \quad (6)$$

где: $I_{К.З.макс}$ – ток односекундной термической стойкости равен, менее чем– 40 х Іном (технический параметр терминала) А;

$t_{тер}$ – время термической стойкости, с;

$t_{сз}$ – время срабатывания защиты, с;

$t_{откл.Q}$ – время отключения выключателя, с;

3.3 Проверка принятого сечения по условию термической стойкости

Проверка принятого сечения по условию термической стойкости приборов и реле выполняется расчетом минимально допустимого сечения проводника:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_К}}{C_Т},\ Ом \quad (7)$$

где: $B_К$ – максимально допустимы тепловой импульс приборов и реле, $А^2с$

$C_Т$ – температурный коэффициент для медных проводников сечением 2,5-6 $мм^2$ принят 120

4 Проверка допустимого напряжения на вторичных зажимах ТТ

Проверка выполняется по условию что бы вторичное напряжение на зажимах ТТ не превышало 1000 В при допустимой вторичной нагрузке на ТТ. Расчет напряжения на вторичных зажимах ТТ рассчитывается по формуле:

$$U_2 = \frac{I_{КЗ}}{K_{ТТ}} \cdot Z_{н.допТТ},\ В \quad (8)$$

где: $I_{К.З.макс}$ – максимально возможный первичный ток К.З. А;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$Z^{(1)}_{н.допТТ}$ – допустимая нагрузка на ТТ (минимальное значение), Ом

Пояснение приведено для пункта расчетной таблицы №1, для остальных ТТ методика расчета аналогична.

По результатам расчета, расчетные сечение не должно быть меньше минимально допустимого значений по требованиям ПУЭ - 2,5 $мм^2$ по условию механической прочности проводников в тока.

Таблица 7.1 Расчет вторичных цепей трансформаторов тока для устройств РЗА

N п/п	Место установки ТТ; Защищаемый объект; Тип защит (устройство РЗА); Схема соединения ТТ	Номинальные данные ТТ: ТТ	$K_{ном}$	$S_{ном}$	$K_{10ном}$	$Z_{ном}$	Материал кабеля	Ток короткого замыкания, А: расчетный $I_{расч.}$	Расчетная кратность первичного тока $K_{расч.}$	$f_{пог.}$, %	Расчетный параметр f	Расчетный параметр A	Рз.т-ов кратность	$Z_{д.доп}$, Ом	R приборов и реле, Ом: в "фазе" $r_{р.ф}$	в "нуле" $r_{р.0}$	Переходное сопр-ние, Ом $r_{пер}$	Расчет сечения по условию f ≤ 10% ТТ: Допустимое сопротивление кабеля, Ом $r_{доп.пр.}$	Базисная длина, м $l_б=14,3 \times r_{пр}$	Длина цепей, м $l_{действ}$	Расчет сечения по условию термической стойкости: Максимальный вторичный ток, А $I_{2.}=\frac{I_{кз}}{K_{сх}}$	Время РЗ, с $t_{с.з}$	Максимально допустимый тепловой импульс при токе односекундной терм $B_K=I_{тмах}^2 \cdot t_{тер}$	Расчетное значение теплового импульса $B_K=I_1^2 \cdot (t_{с.з}+t_{тимск.0})$	Расчетное $S_{тип.доп.}$, мм² $S_{мин}=\frac{\sqrt{B_K}}{C_т}$	Напряжение на вторичных зажимах трансформатора тока, В $U_1=\frac{I_{кз}}{K_{сх}} \cdot Z_{т.доп} \le 1000$	Расчетное сечение, мм2
1	ОРУ-220 кВ – ТЗ Основная защита –ДЗТ ДЗТ (МП) Полная звезда	600 / 5	600	ВА	30	0	Cu	Трехфазное КЗ 9624	9624 / 600 = 16,0	10	1,2	16	4,49	0,12	0,00	0,1	4,49–0,12–0,1=4,269	14,3x4,27=610,47	164	1441 / 600/5 = 120,1	1,8	(5x100)^2x1=250000	(120,09^2x(1,8+0,05))=26681 <250000 Режим допустим	(26681)^0,5/120=1,36	9624x4,49/(600/5)=360	164/(57x1,389)=2,07 принято –2,5
								Однофазное КЗ 1441	1441 / 600 = 24,0			24	3,00				(3–0,12–0–0,1)/2=1,389	14,3x1,39=198,63							1441x3/(600/5)=360	
2	ОРУ-220 кВ – ТЗ Резервная защита ВН и АУВ КСЗ ВН+АУВ Полная звезда	600 / 5	600	ВА	30	0	Cu	Трехфазное КЗ 9624	9624 / 600 = 16,0	10	1,2	16	4,49	0,18	0,00	0,1	4,49–0,18–0–0,1=4,209	14,3x4,21=601,89	165	1441 / 600/5 = 120,1	1,8	(5x4,0)^2x1=40000	(120,09^2x(1,8+0,05))=26681 <40000 Режим допустим	(26681)^0,5/120=1,36	9624x4,49/(600/5)=360	165/(57x1,359)=2,12 принято –2,5
								Однофазное КЗ 1441	1441 / 600 = 24,0			24	3,00				(3–0,18–0–0,1)/2=1,359	14,3x1,36=194,34							1441x3/(600/5)=360	
3	ОРУ-220 кВ – ТЗ ВЧБ ВЧБ Полная звезда	600 / 5	600	ВА	30	0	Cu	Трехфазное КЗ 9624	9624 / 600 = 16,0	10	1,2	16	4,49	0,08	0,00	0,1	4,49–0,08–0–0,1=4,309	14,3x4,31=616,19	170	1441 / 600/5 = 120,1	1,8	(5x4,0)^2x1=40000	(120,09^2x(1,8+0,05))=26681 <40000 Режим допустим	(26681)^0,5/120=1,36	9624x4,49/(600/5)=360	170/(57x1,409)=2,11 принято –2,5
								Однофазное КЗ 1441	1441 / 600 = 24,0			24	3,00				(3–0,08–0–0,1)/2=1,409	14,3x1,41=201,49							1441x3/(600/5)=360	
4	ОРУ-220 кВ – ТЗ РАС РАС Полная звезда	600 / 5	600	ВА	30	0	Cu	Трехфазное КЗ 6697	6697 / 600 = 11,2	10	1,2	11,2	6,45	0,02	0,00	0,1	6,45–0,02–0,1=6,331	14,3x6,33=905,33	172	6697 / 600/5 = 55,8	1,8	(5x4,0)^2x1=40000	(55,81^2x(1,8+0,05))=5762 <40000 Режим допустим	(5762)^0,5/120=0,63	6697x6,45/(600/5)=360	172/(57x3,165)=0,95 принято –2,5
								Однофазное КЗ 6697	6697 / 600 = 11,2			11,2	6,45				(6,45–0,02–0–0,1)/2=3,165	14,3x3,17=452,6							6697x6,45/(600/5)=360	
5	ОРУ-35 кВ – ТЗ Основная защита –ДЗТ +РАС ДЗТ+РАС Полная звезда	1500 / 5	1500	ВА	20	0	Cu	Трехфазное КЗ 3311	3311 / 1500 = 2,2	10	1,2	2,21	7,25	0,17	0,00	0,1	7,25–0,17–0,1=6,979	14,3x6,98=998	200	3311 / 1500/5 = 11,0	1,8	(5x4,0)^2x1=40000	(11,04^2x(1,8+0,05))=225 <40000 Режим допустим	(225)^0,5/120=0,13	3311x7,25/(1500/5)=80	200/(57x3,489)=1 принято –2,5
								Однофазное КЗ 3311	3311 / 1500 = 2,2			2,21	7,25				(7,25–0,17–0–0,1)/2=3,489	14,3x3,49=49,98,93							3311x7,25/(1500/5)=80	
6	ОРУ-35 кВ – ТЗ Защита и АУВ СН +ДЗШ–35 МТЗ СН+ДЗШ Полная звезда	1500 / 5	1500	ВА	30	0	Cu	Трехфазное КЗ 3311	3311 / 1500 = 2,2	10	1,2	2,21	10,87	0,19	0,00	0,1	10,87–0,19–0–0,1=10,585	14,3x10,59=1513,66	211	3311 / 1500/5 = 11,0	1,8	(5x4,0)^2x1=40000	(11,04^2x(1,8+0,05))=225 <40000 Режим допустим	(225)^0,5/120=0,13	3311x10,87/(1500/5)=120	211/(57x5,292)=0,7 принято –2,5
								Однофазное КЗ 3311	3311 / 1500 = 2,2			2,21	10,87				(10,87–0,19–0–0,1)/2=5,292	14,3x5,29=756,76							3311x10,87/(1500/5)=120	

1. Длины токовых цепей приняты в расчете с округлением в большую сторону, что обеспечит расчетный запас.

2. Время срабатывания защит, принято максимальным с учетом действия УРОВ и срабатывания резервных защит на смежных ПС для расчетного запаса.

Содержание

1 Общие указания 2
2 Выбор параметров срабатывания устройств РЗА на ПС Западная 2
2.1 Выбор параметров срабатывания защит трансформаторов 2
2.1.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора 2
2.1.2 Расчет уставок защиты от перегрузки 5
2.1.3 Автоматика охлаждения 5
2.1.4 Расчет уставок резервных защит 6
3 Перечень нормативных документов 7

Расчетные таблицы и чертежи

Таблица Д 1.1 Выбор уставок основной и резервных защит трансформатора Т3

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2

Приложение Г.
Выбор параметров срабатывания устройств РЗА

Стадия	Лист	Листов
П	1	7

АСК БАРС

1 Общие указания

В проекте производители устройств РЗиА не определены, производители оборудования РЗиА будут определяться на конкурсной основе, поэтому параметры срабатывания устройств (уставок) РЗиА выбирались в соответствии с нормативно-методическими документами и с учетом рекомендаций производителей устройств РЗиА аналогов. В проекте рекомендации производителей устройств РЗиА принимались как для аналогичных устройств РЗиА, и должны быть уточнены после выбора конкретного типа оборудования.

Расчеты выполнялись по схеме замещения прямой и нулевой последовательности. Для ориентировочного расчета уставок устройств релейной защиты в настоящем проекте произведен расчет токов при коротких замыканиях, расчеты производились в программном комплексе ТКЗ 3000 (см. комплект 794-19-10-РС.ТЧ). Участок сети схемы замещения принят достаточным для проверки принципов дальнего резервирования.

Выбранные уставки являются ориентировочными и необходимыми для оценки возможности и эффективности использования устанавливаемых микропроцессорных устройств. У ставки будут уточнены после выбора конкретного типа оборудования.

2 Выбор параметров срабатывания устройств РЗА на ПС Западная

2.1 Выбор параметров срабатывания защит трансформаторов

2.1.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Расчет уставок выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите: «Релейная защита понижающих трансформаторов и трансформаторов 110-500 кВ» (выпуск 13Б), и общими рекомендациями по выбору уставок, изложенными в руководствах по эксплуатации современных микропроцессорных терминалов.

Трансформаторы тока на всех сторонах трансформатора включены по схеме «звезда», компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы осуществляется программно.

Первичные токи трансформатора, соответствующие полной номинальной мощности в среднем положении РПН, на соответствующей стороне рассчитываются по выражению:

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

Базисные токи по сторонам соответственно рассчитываются:

$$I_{ВН.баз} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}$$

2.1.1.1 Выбор тока начала торможения ДЗТ

Ток начала торможения ДЗТ IТ.0 принимаем равным IТ.0 = 1,0 о.е

2.1.1.2 Расчет минимального тока срабатывания ДЗТ

Минимальный ток срабатывания ДЗТ IД.0 при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.0} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ*}$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного

органа, ошибки расчета и необходимый запас, принимаем равным Котс=1,1;

$I_{НБ.РАСЧ*}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ), определяемый по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ*} = \left(K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}\right) \cdot I_{Т.0.РАСЧ}$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимаем равным $K_{ПЕР}$ = 3;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока, принимаем равным $K_{ОДН}$=0,5;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в данном режиме, принимаем равным ε =0,10;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной $\Delta U_{РПН}$=0,12;

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимаем равным $\Delta f_{ВЫР}$ = 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора или трансформатора - не используется и =0;

$I_{Т.0.РАСЧ}$ – расчетное значение тока начала торможения, принимаем равным $I_{Т.0.РАСЧ}$ =1,0

2.1.1.3 Расчет тока торможения блокировки ДЗТ

Ток торможения блокировки $I_{Т.БЛ}$ определяет переключение характеристики срабатывания ДЗТ с наклонного участка на вертикальный:

если $I'1 \geq I_{Т.БЛ}$ и $I'2 \geq I_{Т.БЛ}$ – ДЗТ блокируется;

если $I'1 < I_{Т.БЛ}$ или $I'2 < I_{Т.БЛ}$ – наклон характеристики срабатывания ДЗТ определяется коэффициентом торможения.

Ток торможения блокировки $I_{Т.БЛ}$ определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки трансформатора. Наибольшее значение сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий. Ток торможения блокировки может быть принят равным

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ*}$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности. Принимаем равным $K_{ПРЕД.НАГР}$=1,5:

$I_{НОМ*}$ – относительный номинальный ток трансформатора

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОР}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОР}}{K_{ТТ.СТОР}}$$

где $I_{НОМ.НАГР}$ – максимально возможный сквозной ток нагрузки трансформатора;

$I_{БАЗ.СТОР}$ – базисный ток соответствующей стороны трансформатора;

$K_{ТТ.СТОР}$ – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны трансформатора;

$K_{СХ.ТТ.СТОР}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны

Коэффициент торможения определяет отстройку ДЗТ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока (ІД) к приращению тормозного тока (ІТ).

Значение коэффициента торможения рассчитывается по выражению:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{Д.0}}{I_T - I_{T.0}}$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным KOTC=1,1;

$I_{Д.0}$ – принятое значение минимального тока срабатывания;

$I_{Т.0}$ – принятое значение тока начала торможения;

$I_{НБ}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{НБ} = \left(K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}\right) \cdot I_{СКВ*}$$

где $I_{СКВ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{СКВ*} = \frac{I_{КЗ.ВН.СТОР}}{I_{БАЗ.СТОР}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОР}}{K_{ТТ.СТОР}}$$

где $I_{КЗ.ВН.СТОР}$ – максимальный ток, протекающий по стороне ВН при внешнем металлическом КЗ.

$I_Т$ – расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ*} \cdot (I_{СКВ*} - I_{НБ}) \cdot \cos\beta}$$

где $\beta=180-\alpha$, а – угол между векторами токов $I_{СКВ*}$ и ($I_{СКВ*}$ – IНБ). Принимаем равным = 15°.

2.1.1.4 Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике

Для предотвращения ложной работы ДЗТ трансформатора при броске тока намагничивания в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока) выполняется блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты $K_{БЛ.2.}$

В соответствии с рекомендациями производителей устройств РЗА, принимаем равным $K_{БЛ.2} = 0,15$.

2.1.1.5 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДЗТ при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания трансформатора $I_{ОТС*} \geq 6,5$ (при базисном токе, равном номинальному);
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{ОТС*} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot \left(K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}\right)$$

где $I_{КЗ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, определяемое по выражению:

$$I_{СКВ*} = \frac{I_{КЗ.ВН.СТОР}}{I_{БАЗ.СТОР}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОР}}{K_{ТТ.СТОР}}$$

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимаем равным 3,0.

Ток срабатывания принимается равным $I_{ОТС*} = 6,5$ о.е

2.1.1.6 Расчет коэффициента чувствительности

Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику и сработает, если:

$$I_{ДИФФ} \geq I_{СР.ДЗТ}$$

при этом ток срабатывания ДЗТ определяется по выражению:

$I_{СР.ДЗТ} = I_{Д.0} + K_Т (I_{ТОРМ} – I_{Т.0})$, если $I_{ТОРМ} > I_{Т.0}$,

$I_{СР.ДЗТ} = I_{Д.0}$, если $I_{ТОРМ} \leq I_{Т.0}$,

где $I_{СР.ДЗТ}$ – ток срабатывания чувствительного реле ДЗТ;

$I_{Д.0}$ – минимальный ток срабатывания;

$I_{ТОРМ}$ – тормозной ток;

$I_{Т.0}$ – начальный ток торможения, определяет длину горизонтального участка тормозной характеристики;

$K_Т$ – коэффициент торможения.

Значение коэффициента чувствительности определяется по выражению:

$$K_Ч = \frac{I_{КЗ.МИН*}}{I_{Д.0}} > 2{,}0$$

где $I_{КЗ.МИН*}$ – минимальное значение тока КЗ

ДЗТ удовлетворяет требованиям чувствительности.

Расчет приведен в расчетной таблице.

2.1.2 Расчет уставок защиты от перегрузки

На трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на стороне ВН.

Защита от перегрузки срабатывает в случае превышения фазным током (фазы А) заданного тока срабатывания Iс.з с выдержкой времени tс.з и действует на сигнал.

Выбор параметров срабатывания ЗП необходимо уточнить в соответствии с требованиями завода-изготовителя трансформатора при вводе оборудования в работу).

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{ЗП.ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_В}$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки ЗП, который принимается равным 1,05;

$K_В$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$I_{НОМ.ВН}$, $I_{НОМ.НН}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне:

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$K_{ТТ.ВН}$, $K_{ТТ.НН}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны.

Время срабатывания защиты должно быть отстроено от режимов кратковременных перегрузок и может быть принято без расчета равным 9,0 с.

2.1.3 Автоматика охлаждения

Автоматика охлаждения предусматривается двух ступенчатой с разными выдержками времени 10 минут и 20 минут. Выбор параметров срабатывания АО необходимо уточнить в соответствии с требованиями завода-изготовителя трансформатора при вводе оборудования в работу).

2.1.4 Расчет уставок резервных защит

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального нагрузочного тока по выражению:

$$I_{С.З} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_В} \cdot I_{РАБ.МАКС}$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

$K_В$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для органа максимального тока);

$I_{РАБ.МАКС}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Значение коэффициента чувствительности рассчитывается по выражению:

$$K_ч = \frac{I_{КЗ.МИН}}{I_{УСТ}} > 1{,}5$$

где $I_{КЗ.МИН}$ – минимальное значение тока КЗ

Пуск по напряжению принимается следующим: U2=6В, Uмф=60В

Значение выдержки времени рассчитывается по выражению:

$$t_{СЗ} = t_{СЗ,СМ} + \Delta t = 1{,}0 + 0{,}5 = 1{,}5 \text{ с.}$$

где $t_{СЗ,СМ}$ – время срабатывания смежной защиты принято 1 секунда.

Δt – ступень селективности, принимаем равным Δt=0,5 с

Так же предусматривается ускорение (0 сек.) при включении выключателя.

3 Перечень нормативных документов

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание с исправлениями;
- РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем»;
- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)», СТО 56947007-29.240.10.028-2009;
- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования». СТО 59012820.29.240.001-2011;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Требования к шкафам управления и релейной защиты, и автоматики (РЗА) с микропроцессорными устройствами», СТО 56947007-29.120.70.042-2010 в редакции приказа от 26.04.2011 №235;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования», СТО 56947007-33.040.20.022-2009;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации по средствам программно-технических комплексов» СТО 56947007-29.240.10.035-2009;
- Руководящие указания по релейной защите, Выпуск 13Б – Релейная защита понижающих трансформаторов и трансформаторов 110-500 кВ, Расчеты.

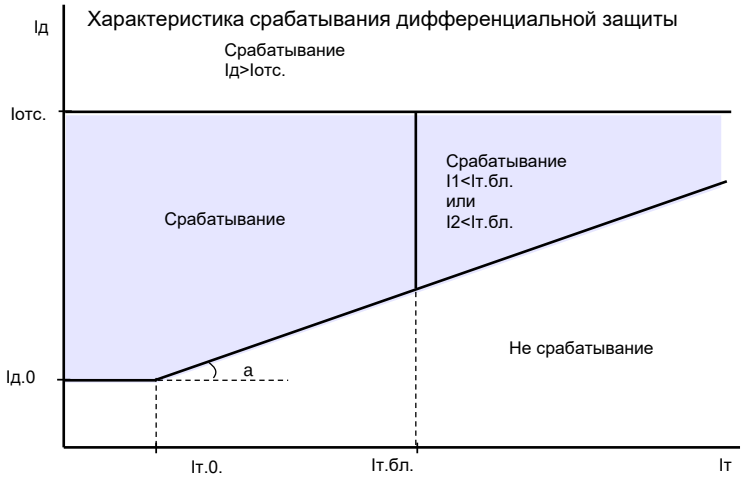
Таблица Д 1.1 - Выбор уставок основной и резервных защит трансформатора Т3

Исходные данные для расчета		ВН	СН	НН	Примечание
Номинальная мощность, МВА	Sном	63	63	63	
Номинальное напряжение, кВ	Uном	230	38,5	3,6	
Первичный номинальный ток ТТ, А	Iперв.тт	600	1500	6000	
Вторичный номинальный ток ТТ, А	Iвтор.тт	5	5	5	
Схема соединения обмоток АТ (Т),	Звезда - (Y); Треугольник - (Δ)	Y	Δ	Δ	
Схема соединения вторичных обмоток ТТ,	Звезда - (Y); Треугольник - (Δ)	Y	Y	Y	
Максимальный сквозной ток при 3-м К.З. (приведен к стороне ВН), кА	I(3)макс.вн	9,624			
Минимальный ток 2-х фазного К.З. на стороне НН, кА	I(2)мин.сн	0,527			Приведен к стороне ВН
Определяемый параметр	**Расчетная формула**	**ВН**	**СН**	**НН**	
Первичный базисный (номинальный) ток, кА	Iбаз.перв=Sном/√3*Uном,А	158	946	10116	
Вторичный базисный (номинальный) ток,А	Iбаз.стор=(Ксхтт*Ксхтр)*Iномперв/Ктт, А	1,317	5,455	14,584	(0,251…16,000) шаг 0,001
Выводы входного ТТ терминала (грубое выравнивание токов в плечах)		2-5	4-5	4-5	
Ток небаланса расчетный, о.е.	Iнб.расч=Кпер*Кодн.*ε+ΔUрпн+Δfвыр+Δfптт Кпер=3; Кодн.=0,5; ε=0,1; ΔUрпн=0,12; Δfвыр=0,02; Δfптт=0	0,29			
Относительный начальный ток срабатывания ДЗАТ, о.е.	Iдо.расч=Котс*Iнб.расч ≥ 0,2 Котс=1,2	0,35			Диапазон (0.2-1.0) шаг 0.01
Ток начала торможения ДЗАТ, о.е	Iто=1 о.е (Iто=0,6 для пускорезервных АТ)	1			Диапазон (0.6-1.0) шаг 0.01
Ток торможения блокировки ДЗАТ, о.е.	Iто.бл=Котс*Кпред.нагр*(Iном.нагр/Iбаз.стор)*(Ксх.тт.стор/Ктт.стор) Котс=1,1; Кпред.нагр=1,8; Iном.нагр=158; Iбаз.стор=1,317; Ксх.тт.стор=1; Ктт.стор=600	2			Диапазон (1.2-3.0) шаг 0.1
Максимальный сквозной ток при 3-хфазном КЗ на стороне ВН, о.е	Iскв=(I(3)макс.вн / Iбаз.стор)*(Ксх.тт.стор / Ктт.стор);I(3)макс.вн=9624; Iбаз.стор=1,317; Ксх.тт.стор=1; Ктт.стор=120	60,9			
Дифференциальный ток при сквозных К.З.о.е	Iд=Iскв*(Кпер*Кодн.*ε+ΔUрпн+Δfвыр+Δfптт) Кпер=3; Кодн.=0,5; ε=0,1; ΔUрпн=0,12; Δfвыр=0,02; Δfптт=0	17,66			
Тормозной ток, о.е.	Iт=√(Iскв*(Iскв-Iд)*cosβ); β=15°	50,43			
Коэффициэнт торможения	Кт=(Котс*Iд-Iдо) / Iт-Iто ; Котс=1,1	0,4			Диапазон (0.2-0.7) шаг 0.1
Уровень блокировки по второй гармонике	Iд.100Гц / Iд.50Гц	15%			ЭКРА.656453.032 РЭ
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е.	Iд.отс=1,5*Iскв*(Кпер*Кодн.*ε+ΔUрпн+Δfвыр+Δfптт) Кпер=3; Кодн.=0,5; ε=0,1; ΔUрпн=0,12; Δfвыр=0,02; Δfптт=0	26,49			По условию отстройки от броска тока намагничивания Iд.отс > 6,5 о.е
Коэффициэнт чувствительности	Кч=I(2)мин.нн / (Iдо.расч*Iбаз.стор*Ктт)	8,19			Кч=8,19>2 - Требование ПУЭ выполняется

Таблица Д 1.1 - Выбор уставок основной и резервных защит трансформатора Т3 (Продолжение)

Определяемый параметр	Расчетная формула	Результат расчета	Примечание
Защита от перегрузки (ЗП)			
Ток срабатываниа ЗП стороны, втор., А	Iзп=Iном.вн*Котс*Ксх.тт / Кв*Ктт, Котс=1,05; Кв=0,9	1,54	
Время срабатывания t, с	t=9с	9	
Автоматика охлаждения			
Ток срабатываниа 1ст АО, втор, А	Iао1=Iном.вн*Куст*Котс/Кв; Кв=0.9; Куст=0,4 Котс=1,05	0,61	
Время срабатывания t, мин	t=10 мин	10	
Ток срабатываниа 2ст АО, втор, А	Iао2=Iном.вн*Куст*Котс/Кв; Кв=0.9; Куст=0,8 Котс=1,05	1,23	
Время срабатывания t, мин	t=20 мин	20	
МТЗ ВН, А			
Ток срабатывания МТЗ ВН, втор А	Iсз=Iном.*Кзап*Котс/Кв*Ктт; Кв=0.9 Котс=1,35; Кзап=1,5	2,96	tср=2
Пуск по напряжению	С пуском по U: U2=6В, Uмф=60В,		
Коэффициент чувствительности		1,48	
МТЗ СН, А			
Ток срабатывания МТЗ СН, втор А	Iсз=Iном.*Кзап*Котс/Кв*Ктт; Кв=0.9 Котс=1,2; Кзап=1,5	6,31	tср=1,5(0)
Пуск по напряжению	С пуском по U: U2=6В, Uмф=60В,		
Коэффициент чувствительности	Кч=I(2)мин/Iсз	1,66	
МТЗ НН, А			
Ток срабатывания МТЗ НН, втор А	Iсз=Iном.*Кзап*Котс/Кв*Ктт; Кв=0.9 Котс=1,2; Кзап=1,5	16,86	tср=1,5(0)
Пуск по напряжению	С пуском по U: U2=6В, Uмф=60В,		
Коэффициент чувствительности	Кч=I(2)мин/Iсз	1,66	

Примечание:
Расчет выполнен на основании руководства по эксплуатации шкафа защиты ШЭ2607 041073 ЭКРА.656453.133 РЭ

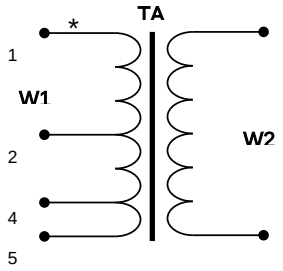


Iд.0 - Начальный ток срабатывания ДЗТ АТ;
Iт.0 - ток начала торможения ДЗТ АТ;
Iт.бл - ток торможения блокировки ДЗТ АТ;
Кт - tg a - коэффициэнт торможения ДЗТ АТ;
Iотс. - ток срабатывания дифференциальной отсечки.

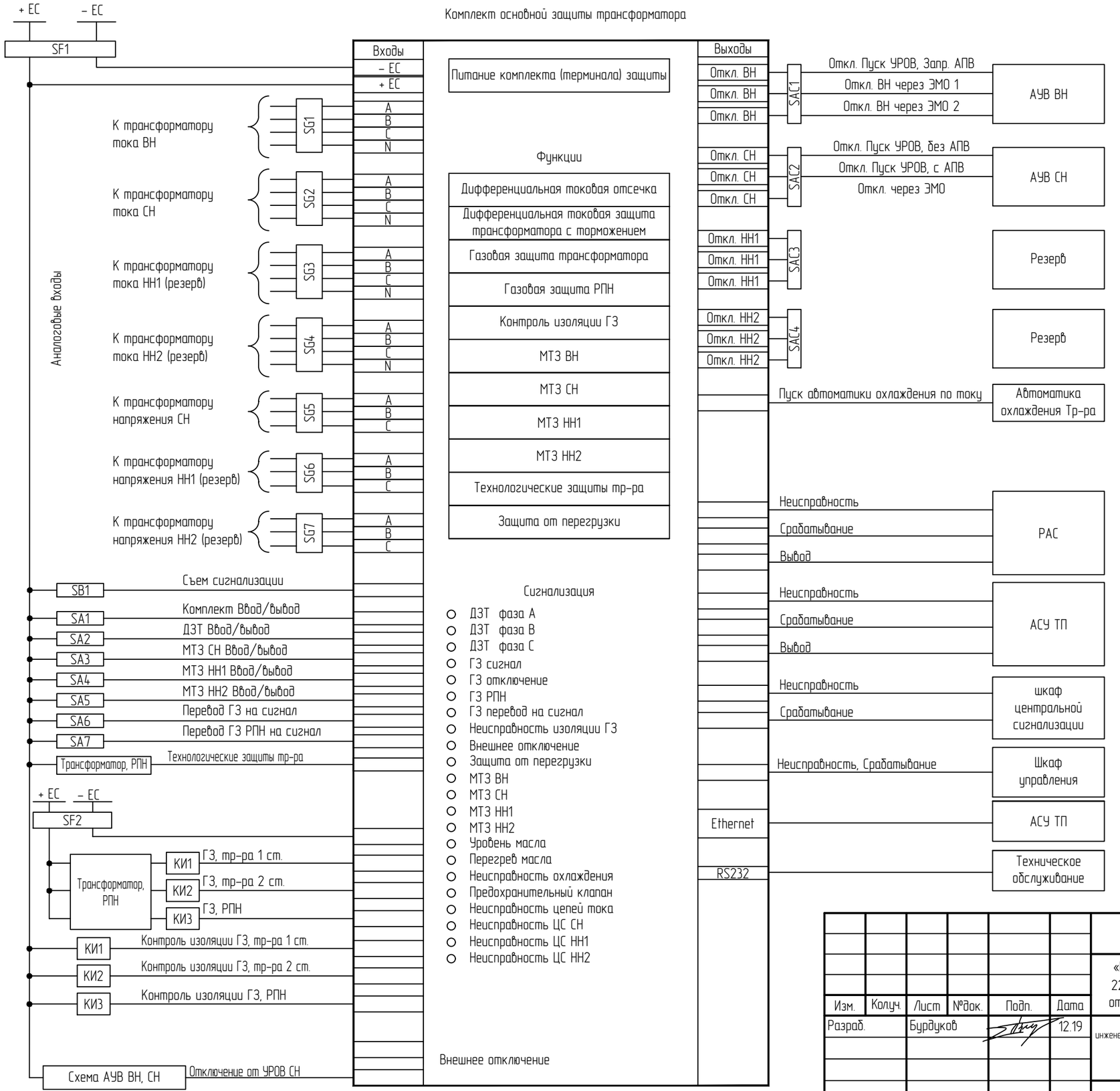
Выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ
(грубое выравнивание базисных токов в плечах ДЗТ)

Базисный ток, мин	Базисный ток, макс	отводы ТТ	Кол-во витков
0,251	1	1-5	16
1,001	4	2-5	4
4,001	16	4-5	1

Входной ТТ терминала



Комплект основной защиты трансформатора



Условные обозначения:

SB – кнопка;
SA – ключи (переключатели);
SAC – ключи (переключатели);
SG – испытательные блоки;
SF – автоматы в цепях оперативного тока комплектов;
К – реле

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные цепи

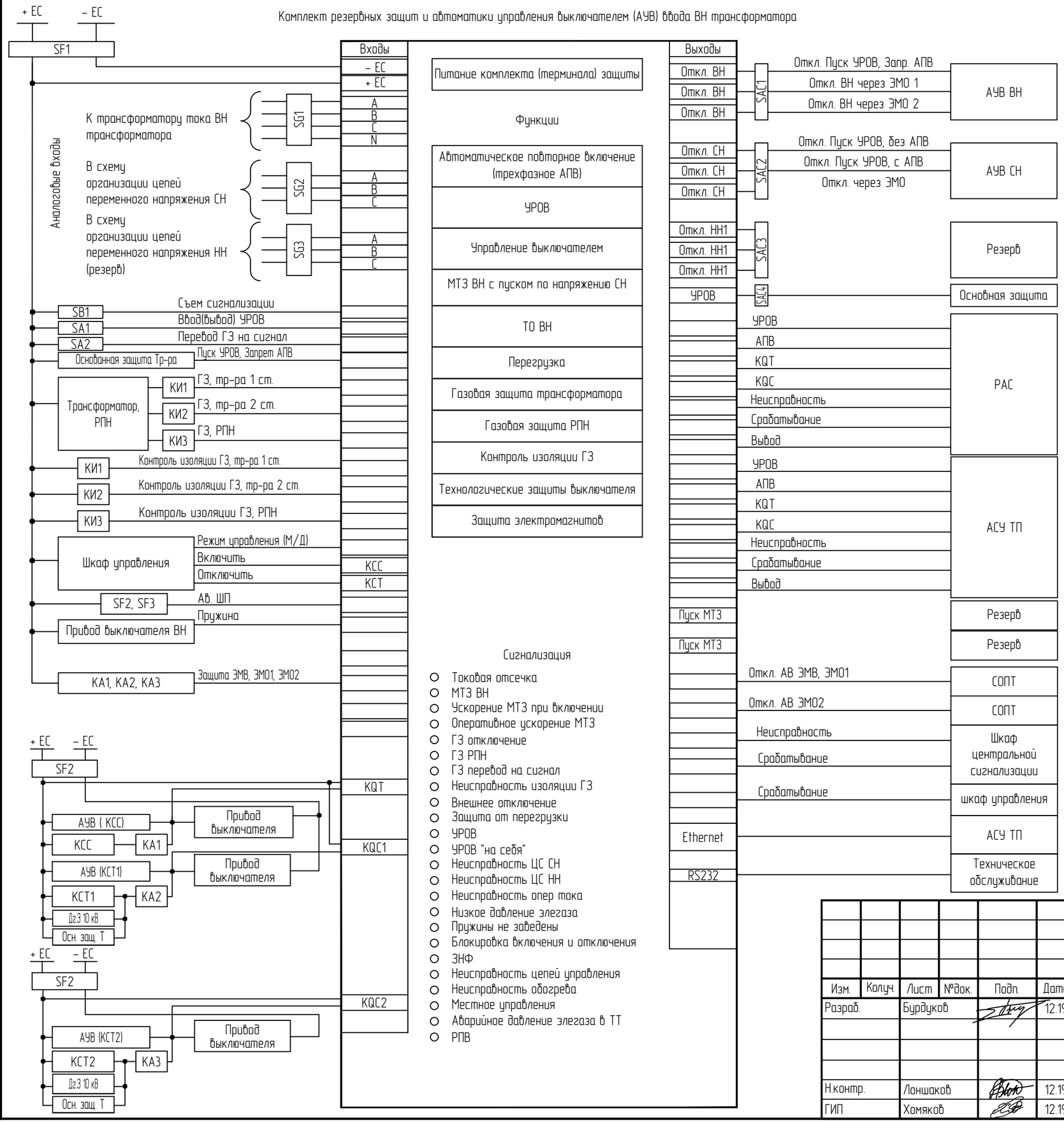
Стадия	Лист	Листов
П	1	5

Приложение Д.
Комплект основной защиты трансформатора.
Структурно-функциональная схема

АСК БАРС

Формат А3

Комплект резервных защит и автоматики управления выключателем (АУВ) ввода ВН трансформатора



Условные сокращения:

SA – ключи (переключатели);
SG – испытательные блоки;
SF – автоматы в цепях оперативного тока комплектов;
ЭМО – электромагнит отключения
ЭМВ – электромагнит включения
КА – реле защиты электромагнитов

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Колич.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2

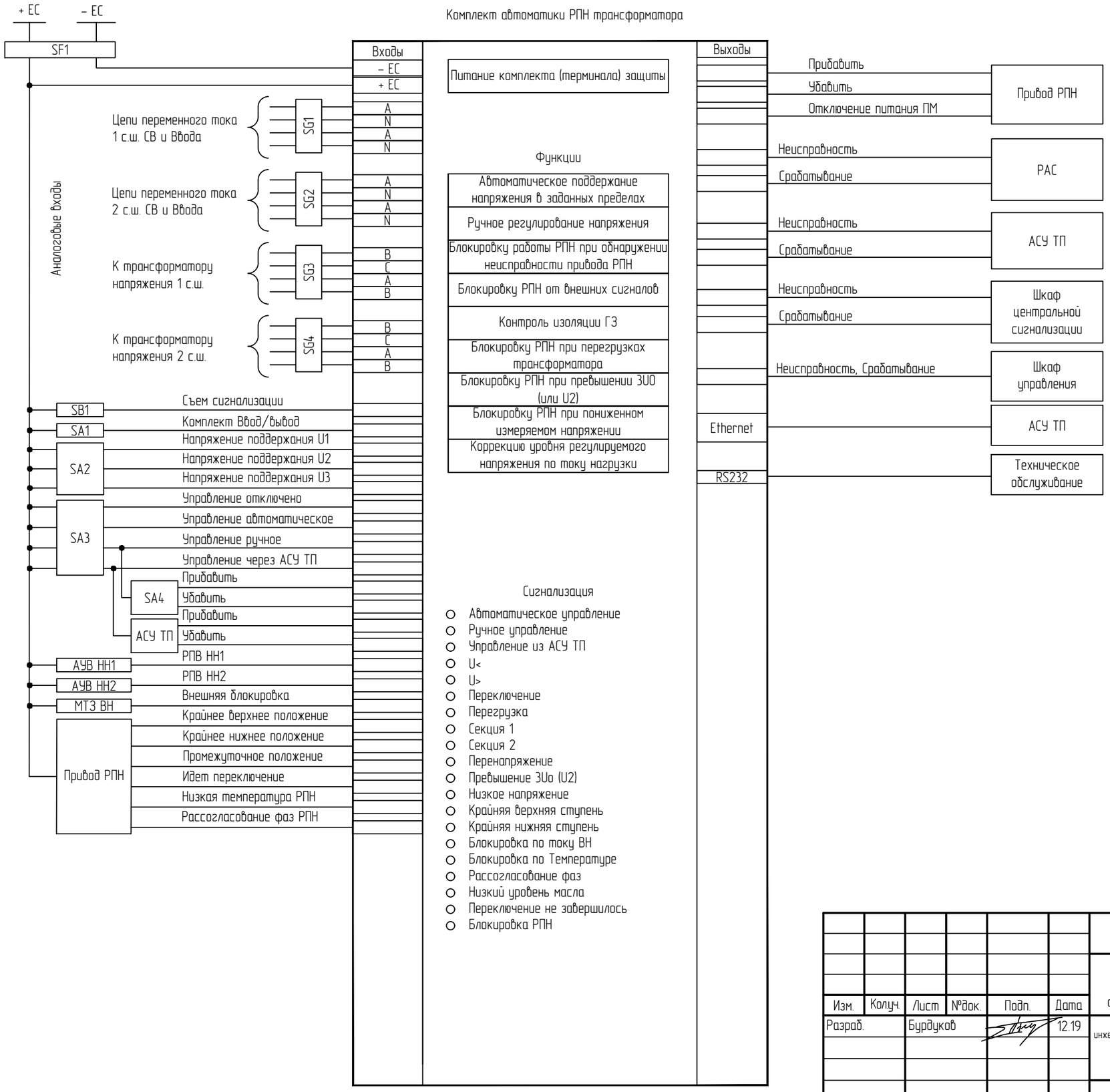
«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные цепи

Стадия	Лист	Листов
П	2	5

Приложение Д.
Комплект резервной защиты трансформатора и АУВ ВН. Структурно-функциональная схема

АСК БАРС



Условные обозначения:
SB – кнопка;
SA – ключи (переключатели);
SAC – ключи (переключатели);
SG – испытательные блоки;
SF – автоматы в цепях оперативного тока комплектов;
K – реле

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

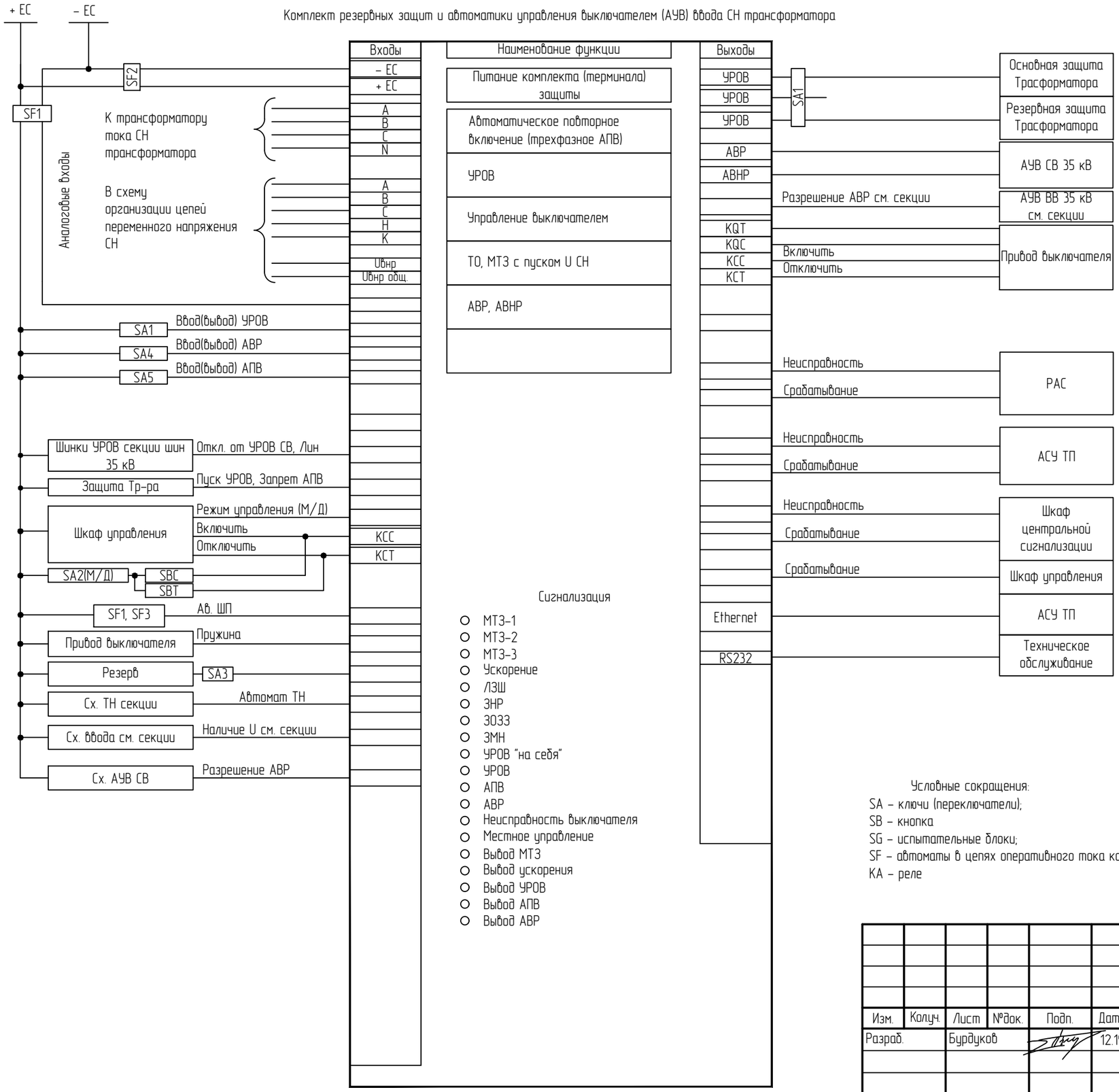
Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные цепи

Стадия	Лист	Листов
П	3	5

Приложение Д.
Комплект автоматики РПН трансформатора.
Структурно-функциональная схема

АСК БАРС

Комплект резервных защит и автоматики управления выключателем (АУВ) ввода СН трансформатора



Сигнализация

- МТЗ-1
- МТЗ-2
- МТЗ-3
- Ускорение
- ЛЗШ
- ЗНР
- ЗОЗЗ
- ЗМН
- УРОВ "на себя"
- УРОВ
- АПВ
- АВР
- Неисправность выключателя
- Местное управление
- Вывод МТЗ
- Вывод ускорения
- Вывод УРОВ
- Вывод АПВ
- Вывод АВР

Условные сокращения:

SA – ключи (переключатели);
SB – кнопка
SG – испытательные блоки;
SF – автоматы в цепях оперативного тока комплектов;
KA – реле

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной В/Л 220 кВ от В/Л 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

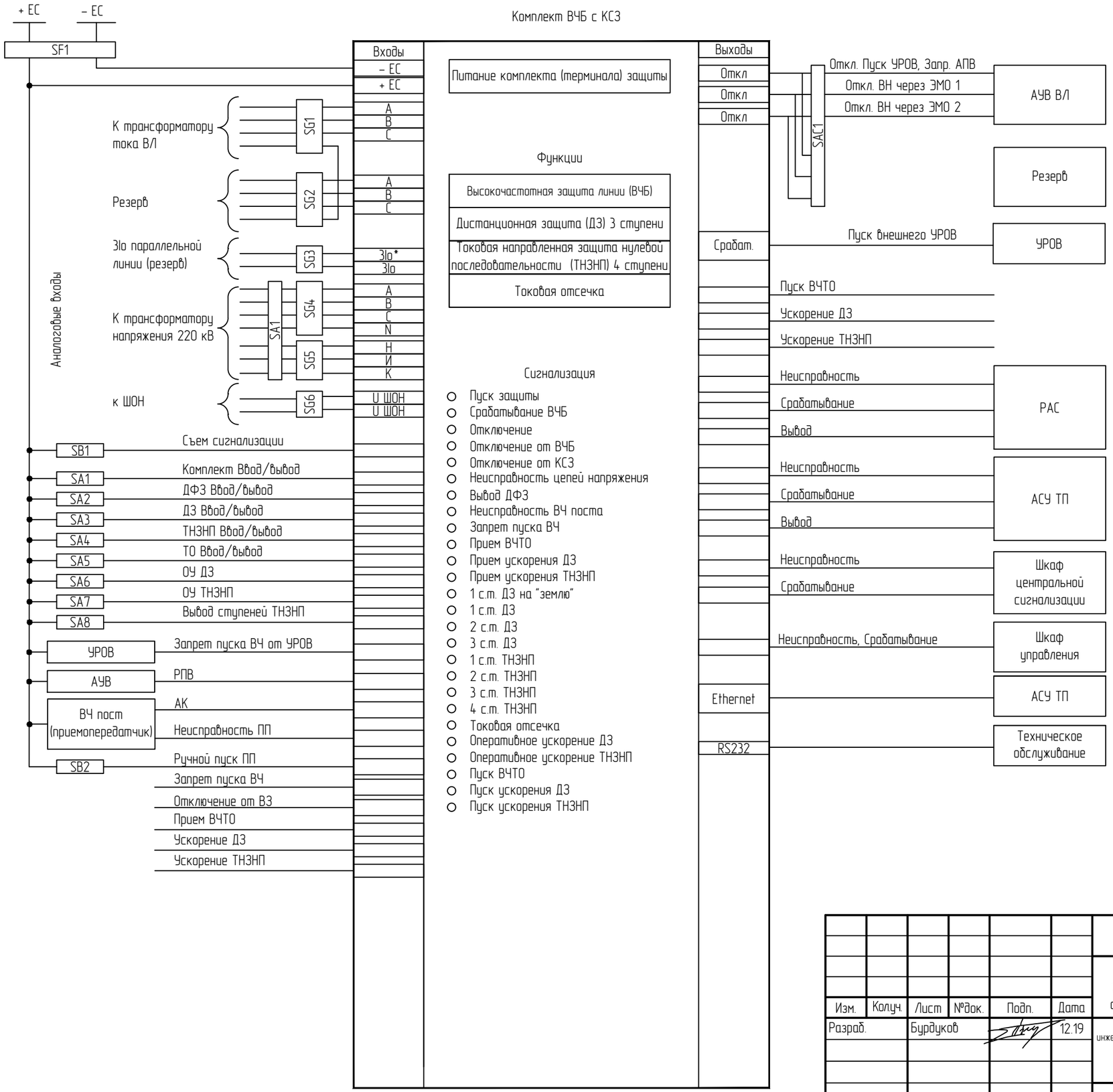
Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные цепи

Стадия	Лист	Листов
П	4	5

Приложение Д.
Комплект резервных защит и АУВ ввода СН трансформатора. Структурно-функциональная схема

АСК БАРС

А3



Условные обозначения:
SB – кнопка;
SA – ключи (переключатели);
SAC – ключи (переключатели);
SG – испытательные блоки;
SF – автоматы в цепях оперативного тока комплектов;
K – реле

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.2

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной В/Л 220 кВ от В/Л 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

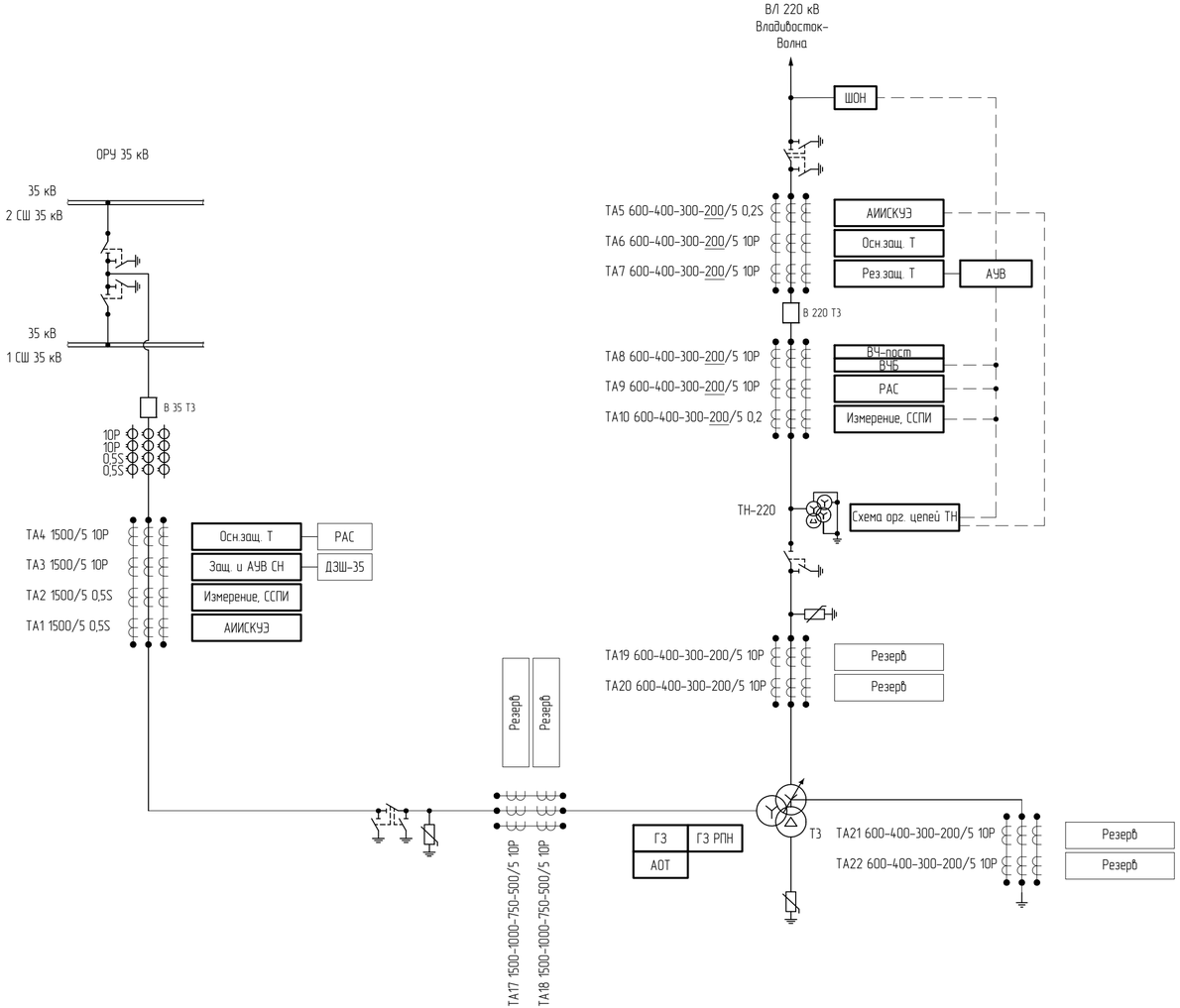
Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные цепи

Стадия	Лист	Листов
П	5	5

Приложение Д.
Комплект ВЧБ с КСЗ.
Структурно-функциональная схема

АСК БАРС

Взам. инв. N
Подпись и дата
Инв. N подл.



Примечания:
1. Жирной сплошной линией выполнено вновь устанавливаемое оборудование данным проектом.
2. Существующее ОРУ 35 и 110 кВ условно не показано.

Принятые обозначения:

ГЗ / ГЗ РПН	– газовая защита трансформатора и газовая защита бака РПН;
АОТ	– автоматика охлаждения силового трансформатора;
Измерение	– система измерения аналоговых велечин;
ССПИ	– устройства телеизмерения ССПИ;
АИИСКУЭ	– устройства коммерческого учета АИИСКУЭ;
Осн.защ. Т	– дифференциальная токовая защита с торможением трансформатора на микропроцессорной элементной базе. Также выполняет функции: – МТЗ ВН; – МТЗ НН; – защита от перегрузки; – реле тока для пуска автоматики охлаждения; – реле тока для блокировки устройства РПН при перегрузке по току; – прием сигналов срабатывания газовых реле ГЗТ и ГЗ РПН.
Рез.защ. Т	– комплект резервных защит трансформатора на стороне ВН: – двухступенчатая МТЗ; – двухступенчатая ТЗНП; – цепи автоматического ускорения резервных защит при включении выключателя на стороне ВН трансформатора, а также оперативное ускорение.
АУВ	– комплект автоматики и управления выключателем: – прием команд "Отключить" и "Включить"; – контроль положения выключателя "Отключено" и "Включено"; – блокировка выключателя от многократных включений; – фиксация положения выключателя; – устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ); – автоматика повторного включения;
ВЧ-пост	– ВЧ приемопередатчик;
ВЧБ	– комплект микропроцессорной высокочастотной блокировки дистанционной и токовой защит линии,
РАС	– регистратор аварийных событий;
ШОН	– шкаф отбора напряжения;
Защ. и АУВ СН	– комплект защиты и автоматики на вводе 35 кВ трансформатора: – МТЗ от многофазных КЗ с пуском по напряжению с возможностью ускорения при включении; – управление выключателем; – УРОВ.

Изм.	Колич.	Лист	№док.	Подп.	Дата	794-19-10-ИОС1.2.ГЧ		
						«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»		
Разраб.		Бурдуков			12.19	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные цепи	Стадия	Лист	Листов
							П	1	–
Н.контр.		Ланшаков			12.19	Схема распределения устройств ИТС по автоматам ТТ и ТН	АСК БАРС		
ГИП		Хомяков			12.19				

Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Формат А4х3