

ЛЕНГИПРОТРАНС

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ПО ИЗЫСКАНИЯМ И ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

**«Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км.
Установка секционных выключателей между питающими
линиями 110 кВ» Октябрьской железной дороги**

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Утверждаемая часть

Раздел «Пояснительная записка»

8904-004-ПЗ

**«Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км.
Установка секционных выключателей между питающими
линиями 110 кВ» Октябрьской железной дороги**

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Утверждаемая часть
Раздел «Пояснительная записка»**

8904-004-ПЗ

Главный инженер проекта



Н.Ю.Мизарев

Начальник электротехнического отдела

Д. В. Саввов

2023

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика объекта.....	12
1.1 Общие сведения об объекте	12
1.2 Главная электрическая схема тяговой подстанции и основные технологические решения.....	13
1.3 Собственные нужды переменного и постоянного тока	16
1.4 Телемеханизация.....	16
1.5 Учёт электроэнергии	17
2 Выбор и проверка оборудования	18
2.1 Расчетные нагрузки	18
2.2 Выбор и проверка понижающих трансформаторов.....	18
2.3 Расчет токов короткого замыкания	19
2.4 Выбор и проверка выключателей переменного тока.....	19
2.5 Выбор шин	20
2.6 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока	20
2.7 Проверка разъединителей	21
2.8 Выбор и проверка кабельных линий РУ-10 кВ.....	22
3 Технологические решения.....	41
3.1 Реконструкция ОРУ-110 кВ.....	41
3.2 Заземление ОРУ-110 кВ	45
3.3 Молниезащита открытой части тяговой подстанции	45
3.4 Освещение открытой части тяговой подстанции	46
4 Собственные нужды переменного и постоянного тока	56
5 Автоматика и защита присоединений тяговой подстанции	57
6 АСУ ТП	58

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	

						8904-004-ПЗ		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Мизарев			03.09.24	Утверждаемая часть Раздел «Пояснительная записка»		
Н. контр.		Закревская			03.09.24			
ГИП		Мизарев			03.09.24			
						Стадия	Лист	Листов
						Р	2	138
						ЛЕНГИПРОТРАНС		

7 Учёт электроэнергии.....	59
8 РЗиА линий 110 кВ	62
9 Сбор и передача телеинформации в филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и ПАО «Ленэнерго»	71
9.1 Сбор телеинформации	71
9.2 Организации каналов связи и передача в диспетчерские пункты.....	78
9.3 Строительство волоконно-оптической линии связи	78
9.4 Организация передачи диспетчерской и технологической информации.....	78
9.5 Электропитание оборудования связи.....	81
9.6 Организация передачи сигналов с регистратора аварийных событий (РАС).....	83
10 Организация каналов ВЧ связи	85
10.1 Тяговая подстанция 110 кВ 75 км (ЭЧЭ-11)	85
10.2 ПС 110 кВ Назия (ПС 30)	86
10.3 ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522).....	87
11 Основные объёмы работ.....	89
12 Административное деление и штат работников. Охрана труда	94
12.1 Административное деление. Списочная численность работников	94
12.2 Мероприятия по охране труда	95
Приложение А Задание на проектирование, утвержденное директором ОАО «РЖД» по энергетическому комплексу В.М. Санько 09 июня 2018 г.	97
Приложение Б Исходные данные для выполнения проектно-изыскательских работ «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ.....	117
Приложение В Технические условия на организацию каналов связи с тяговой ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для выполнения проектных работ по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ Октябрьской железной дороги».....	124
Приложение Г Телеграмма ОАО«РЖД» от 04.10.2018 № исх-8074/ТЭ О запрете применения выключателей 110-220 кВ в устройствах электроснабжения.....	127

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		8904-004-ПЗ						Лист
												3
ЗИзм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

Приложение Д Объем передаваемой информации с тяговой ПС 110 кВ 75 км.....128

Приложение Е Состав рабочей документации по объекту: "Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ" Октябрьской железной дороги.....137

Таблица регистрации изменений.....139

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										4
			4Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Введение

Основанием для выполнения проектной документации являются следующие документы:

– Задание на проектирование «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ» Октябрьской железной дороги, утвержденное директором ОАО «РЖД» по энергетическому комплексу В.М. Санько 09 июня 2018 г (приложение А);

– Исходные данные для выполнения проектно-изыскательских работ «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ» (приложение Б);

– Технические условия на организацию каналов связи с тяговой ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для выполнения проектных работ по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ Октябрьской железной дороги» (приложение В).

Проектная документация разработана в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами.

Перечень нормативных документов, используемых при проектировании:

– Конституция Российской Федерации;

- Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании (ред. от 02.07.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 23.12.2021);

– ТР ТС 003/2011 Технический регламент ТС «О безопасности инфраструктуры железнодорожного транспорта». Утвержден Решением Комиссии Таможенного союза от 15 июля 2011 г № 710;

– Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (ред. от 14.07.2022);

– Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

– Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
5Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							5

- Федеральный закон от 03 марта 1995 г. № 27-ФЗ «О недрах»;
- Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Федеральный Закон от 10 января 2003 года № 17-ФЗ «О железнодорожном транспорте в Российской Федерации (с изменениями на 28 июля 2012 года)»;
- Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 21.11.2022 №461-ФЗ);
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ;
- Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 № 200-ФЗ;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (ред. от 15.07.2021);
- Постановление Правительства Российской Федерации от 26 декабря 2014 г. № 1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- ГОСТ Р 54984-2012 «Освещение наружное объектов железнодорожного транспорта. Нормы и методы контроля»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- ГОСТ 9238-2013 «Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений»;
- ГОСТ 24291-90 «Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
6Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			6

– ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

– ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»;

– ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования»;

– СП 224.1326000.2014 «Тяговое электроснабжение железной дороги»;

– СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах»
Актуализированная редакция СНиП II-7-81*;

– СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий».
Актуализированная редакция СНиП II-89-80*»;

– СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91*»;

– СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*» в части, не противоречащей требованиям пунктов СП 52.13330.2011» СНИП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение», утвержденных постановлением Правительства РФ от 26 декабря 2014 г. № 1521;

– СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»;

– СП 153.13130.2013 «Инфраструктура железнодорожного транспорта. Требования пожарной безопасности»;

– СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							8904-004-ПЗ	Лист
										7
			7Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- СП 8.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности»;
- Правила устройства электроустановок» (ПУЭ), 7-е и 6-е издание;
- ОСТ 32.145-2000 «Система оперативно-технологической связи железных дорог России. Протоколы информационно-логического взаимодействия объектов цифровой сети»;
- РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении»;
- РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем»;
- РД 50-682-89 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Общие положения»;
- РД 50-34.698-90 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- СТО РЖД 1.07.003-2008 Стандарт ОАО «РЖД» «Устройства электрификации и электроснабжения. Порядок разработки, постановки на производство и допуска к применению продукции, предназначенной для использования в электроустановках»;
- СТО РЖД 07.011-2012 Стандарт ОАО «РЖД» «Устройства распределительные электрические напряжением от 6 до 35 кВ переменного тока тяговых и трансформаторных подстанций. Классификация по схемотехническим решениям, обозначения, требования по применению»;

– СТО РЖД 07.021.1-2015 Стандарт ОАО «РЖД» «Защита систем электроснабжения железной дороги от коротких замыканий и перегрузки. Часть 1. Общие принципы и правила построения защит, блокировок и автоматики в системах тягового электроснабжения»;

– СТО РЖД 07.021.3-2015 Стандарт ОАО «РЖД» «Защита систем электроснабжения железной дороги от коротких замыканий и перегрузки. Часть 3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										8
			8Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Методика выбора алгоритмов действия, установок блокировок и выдержек времени автоматики в системе электроснабжения нетяговых потребителей»;

– СТО РЖД.08-026-2015 Стандарт ОАО «РЖД» «Устройства железнодорожной инфраструктуры. Защита от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Устройства молниезащиты и заземления технических средств. Технические требования»;

– СТО РЖД 1.07.004-2008 Стандарт ОАО «РЖД» «Электроустановки собственных нужд тяговых подстанций и линейных устройств тягового электроснабжения. Технические требования»;

– СТО РЖД 07.016-2013 Стандарт ОАО «РЖД» «Методика выбора мощности трансформаторов собственных нужд тяговых подстанций, трансформаторных подстанций и линейных устройств тягового электроснабжения»;

– СТО РЖД 07.014-2012 Стандарт ОАО «РЖД» «Методика выбора и проверки сечения проводников, образующих системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока тяговых и трансформаторных подстанций»;

– СТО РЖД 07.015-2012 Стандарт ОАО «РЖД» «Методика выбора и проверки параметров коммутационных аппаратов в системах постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока тяговых и трансформаторных подстанций»;

– СТО 59012820.29.240.001-2010 Стандарт ОАО «СО ЕЭС. «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)»;

– СТО 59012820.29.020.003-2016 Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;

– СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;

– СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										9
			9Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– СТО 56947007-25.040.70.101-2011 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». «Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП»;

– СТО 56947007-29.240.044-2010 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»;

– СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»;

– СТО 59012820.29.020.002-2012 Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»;

– СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;

– СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;

– Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации, утв. приказом Минтранса России от 21.12.2010 № 286;

– Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утверждённые Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н (в ред. Приказа Минтруда России от 29.04.2022 N 279н);

– ;Правила безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД», утвержденные Распоряжением ОАО «РЖД» от 13.06.2017 № 1105/р;

– Инструкция по заземлению устройств электроснабжения на электрифицированных железных дорогах от 10.06.1993 № ЦЭ-191;

– Порядок разработки, согласования и утверждения проектной и рабочей документации на строительство и реконструкцию объектов ОАО «РЖД» утверждённый распоряжением ОАО «РЖД» от 28 апреля 2016 года № 788р;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
10Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			10

– Нормативы численности работников дистанции электроснабжения, утвержденные распоряжением ОАО «РЖД» от 29.11.2016 № 2408р;

– Методика выбора мощности трансформаторов тяговых подстанций, утв. Департаментом электрификации и электроснабжения ОАО «РЖД» 17.12.2008.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										11
			11	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

1 Краткая характеристика объекта

1.1 Общие сведения об объекте

Тяговая подстанция 75 км расположена на ПК 739+50 перегона Назия – Жихарево Санкт-Петербургского территориального управления Октябрьской железной дороги. Подстанция обслуживается Мгинской дистанцией электроснабжения (ЭЧ-14) Октябрьской дирекции по энергообеспечению «Трансэнерго» филиала ОАО «РЖД». Обслуживание организовано с постоянным дежурством на подстанции. Построена и введена в эксплуатацию в 1965 году.

Тяговая подстанция 75 км постоянного тока 3,3 кВ, с питающим напряжением 110 кВ, получает питание от сетей ПАО «Ленэнерго»:

- по линии Полянская-1 длиной 6 км от ПС 30 (ПС 110 кВ Назия);
- по линии Полянская-2 длиной 38,4 км от ПС 522 (ПС 110 кВ Пупышево).

Территория тяговой подстанции, общей площадью 6300 м², огорожена забором из рифлёных металлических листов высотой 2 м. Периметральная охранная сигнализация и видеонаблюдение отсутствуют.

По территории тяговой подстанции проходит железнодорожный путь, не имеющий стыковки с главными путями перегона. На территории тяговой подстанции не организована автодорога. Отсутствует подъездная автодорога от дорог общего пользования.

Открытая часть тяговой подстанции освещается восемью прожекторами, установленными на металлических площадках прожекторной мачты.

Молниезащита организована посредством пяти молниеприемников, а именно: двух установленных на порталах 110 кВ, двух отдельностоящих и одного установленного на площадке прожекторной мачты.

На тяговой подстанции выполнено заземляющее устройство, представляющее собой сетку полос, уложенную в грунт на глубине 0,7 м с вертикальными заземлителями, забитыми в углах сетки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										12
			12Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Здание тяговой подстанции типовое, кирпичное, двухэтажное. Со стороны фидеров контактной сети расположена кирпичная пристройка для размещения реактора отсоса.

Окна устаревшие, с деревянными рамами, на первом этаже, с внутренней стороны имеются решётки.

1.2 Главная электрическая схема тяговой подстанции и основные технологические решения

Тяговая подстанция 75 км получает питание по двум линиям 110 кВ: Полянская-1 (длина линии 6 км, заходы на подстанцию выполнены проводом АС-185/24) от ПС 30 (ПС 110 кВ Назия) и Полянская-2 (длина линии 38,4 км, заходы на подстанцию выполнены проводом АС-185/24) от ПС 522 (ПС 110 кВ Пупышево).

Границей балансовой принадлежности электросетей между Новоладожскими электрическими сетями ПАО «Ленэнерго» и Мгинской дистанцией электроснабжения (ЭЧ-14) г. Санкт-Петербург (Потребитель) является: 0,5 м от натяжного зажима портала в сторону линий 110 кВ, при этом натяжные гирлянды с зажимами, ответвления в сторону линейных разъединителей находятся на балансе Потребителя. ОРУ-110кВ т/п «75 км» выполнено по отпаечной схеме подключения к линии с глухой перемычкой.

Конструкция ОРУ-110 кВ типовая. Основное оборудование установлено на металлических ригелях порталов. Стойки порталов конические, железобетонные.

В ячейках 110 кВ понижающих трансформаторов установлены отделители с короткозамыкателями.

На всех присоединениях 110 кВ используются разъединители типа РЛНД-110 с номинальным током 630 А.

Для организации коммерческого учета электроэнергии, в 2012 году, на вводах 110 кВ и в ячейках понижающих трансформаторов были установлены комплекты трансформаторов тока типа ТБМО-110 УХЛ1 с обмоткой для учета электроэнергии классом точности 0,2S и заменены трансформаторы напряжения на трансформаторы напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 с обмоткой для учета классом точности 0,2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ		13

Ошиновка 110 кВ в секционной перемычке и на вводах выполнена одинарным проводом марки АС-185/24, а в ячейках понижающих трансформаторов –одинарным проводом марки АС-150/19. Изоляция 110 кВ – стекло.

От ОРУ-110 кВ получают питание два понижающих трансформатора Т1 типа ТДНГ15000/110/10 и Т2 типа ТФТП 10000/110/10.

Понижающий трансформатор Т1 установлен на открытой части тяговой подстанции на рельсошпальную клеть в маслоприемную яму. Трансформатор Т2 мобильного типа, установлен на передвижной железнодорожной платформе.

От понижающих и тяговых трансформаторов организован маслоотвод.

От обмоток 10 кВ понижающих трансформаторов Т1 и Т2 получают питания первая и вторая секции шин (СШ1 и СШ2) закрытого распределительного устройства 10 кВ.

Распределительное устройство 10 кВ расположено в отдельно стоящем кирпичном здании.

ЗРУ-10 кВ выполнено по схеме «Одинарная система шин, секционированная двумя разъединителями» и организовано на базе ячеек типа А-1Б Люберецкого электромеханического завода.

На первой и второй секциях шин установлены заземлители. На СШ1 имеется резервная ячейка.

ЗРУ-10 кВ укомплектовано вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-1000 и разъединителями с ручными приводами типа РВ-10.

Для организации защит, измерений и учета электроэнергии на всех присоединениях ЗРУ-10 кВ, кроме вводов, в двух фазах установлены трансформаторы тока типов ТЛО-10 и ТПОЛ-10. На вводах ЗРУ-10 кВ в трех фазах установлены трансформаторы тока с двумя вторичными обмотками типа ТЛО-10 1000/5.

Тяговые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, установлены на открытой части, рядом со зданием ЗРУ-10 кВ.

Тяговые трансформаторы ТП 1 и ТП2 установлены на открытой части на рельсошпальную клеть в гравийные маслоприемные ямы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										14
			14Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Трансформаторы собственных нужд ТСН1 (2)-10 установлены на опоры с железобетонными стойками.

Тяговые трансформаторы ТП1 и ТП2 вместе с выпрямителями ПВ1 и ПВ2 образуют два тяговых блока ТП1-ПВ1 и ТП2-ПВ2 соответственно, выполненные по схеме «две обратные звезды с уравнительным реактором».

Уравнительный реактор расположен в кирпичной пристройке ЗРУ-10 кВ между двумя ТП1 и ТП2.

Выпрямительные агрегаты типа ПВЭ-3 и ЗРУ-3,3 кВ расположены в здании тяговой подстанции, на втором этаже в машинном зале.

В ячейках ПВ1 (2) установлены БАОД типа ВАБ-28/3000/30к и катодные разъединители типа РВК-10/3000.

Распределительное устройство 3,3кВ не секционированное, с запасной шиной и шиносоединительным быстродействующим выключателем. К ЗРУ-3,3 кВ подключено четыре фидера контактной сети и шиносоединительный выключатель ШСА. Ячейки фидеров 3,3 кВ и ШСА оснащены быстродействующими выключателями типа ВАБ-206-4000/30, установленными в 2012 году.

Сглаживающее устройство расположено на первом этаже здания тяговой подстанции.

Два реактора отсоса расположены в кирпичной пристройке к зданию подстанции со стороны фидеров контактной сети.

Заходы фидеров контактной сети воздушные, выполнены четырьмя проводами марки А-185 каждый.

Отсасывающая линия выполнена восемью проводами А-185.

Для питания устройств СЦБ и связи имеется РУ СЦБ-10, расположенное в здании тяговой подстанции, на втором этаже, в помещении машинного зала.

Сборные шины РУ СЦБ-10 кВ не секционированные, от них получают питания два фидера: Ф1 СЦБ (на Санкт-Петербург) и Ф2 СЦБ (на Волховстрой).

Ячейки фидеров СЦБ укомплектованы вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10/1000, трансформаторами тока типа ТПЛ-10 (установлены в двух фазах) и трансформаторами напряжения типа НАМИ-10.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										15
			15Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Трансформатор ТСЦБ-10, типа ТМ-160/10/0,23 установлен на первом этаже здания тяговой подстанции.

ТСЦБ-10 получает питание от шин 0,23 кВ расположенных в шкафах собственных нужд переменного тока 0,23 кВ, в щитовой.

1.3 Собственные нужды переменного и постоянного тока

Собственные нужды переменного тока на тяговой подстанции 75 км 0,23 кВ, выполнены по четырехпроводной схеме-три фазы и рабочий ноль.

Шафы собственных нужд постоянного и переменного тока расположены в щитовой, на втором этаже здания подстанции.

Контакты ТСН1 (2) расположены на первом этаже.

Сборные шины 0,23 кВ получают питание от двух трансформаторов собственных нужд мощностью 320 кВ·А типа ТМ-320/10/0,23.

Для питания собственных нужд постоянного тока 110 В на тяговой подстанции 75 км, в здании, в специально оборудованном помещении организована аккумуляторная батарея.

Аккумуляторная батарея состоит из герметичных аккумуляторов типа OPzS-200 «Норреске». Емкость аккумуляторной батареи 200 А·ч. Для заряда аккумуляторной батареи имеются два зарядно-подзарядных агрегата типов ЗПУ-2УЗ и ВУ-110/24А.

1.4 Телемеханизация

Тяговая подстанция 75 км по телемеханическому управлению входит в первый энергодиспетчерский круг Мгинской дистанции электроснабжения.

Диспетчерский пункт расположен в здании отделения дороги на станции Санкт-Петербург-Главный.

Энергодиспетчерский круг телемеханизирован по системе АСТМУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										16
			16Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.5 Учёт электроэнергии

На тяговой подстанции 75 км выполнена автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ.

Учет электроэнергии организован на 14 информационно-измерительных комплексах (ИИК) точек учета ОРУ-110 кВ (4 ИИК), ЗРУ-10 кВ (7 ИИК) и РУ-0,23 кВ (3 ИИК). Схема подключения ТН-10 кВ выполнена с обеспечением АВР.

Для передачи данных со счетчиков на верхний уровень СПД ОАО «РЖД» на тяговой подстанции 75 км в помещении щитовой на втором этаже здания установлен коммуникационный шлюз ШК-2 ТП.

Счетчики установлены на модульных панелях, в двухстороннем шкафу учета (ШУ), в щитовой здания тяговой подстанции.

Более полная информация о существующем положении представлена в томе 8904-001-ОР-ЭП «Обследование тяговой подстанции 75 км»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										17
			17Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2 Выбор и проверка оборудования

2.1 Расчетные нагрузки

Расчетные нагрузки на силовые понижающие трансформаторы Т1, Т2 приняты по проекту 8653-004-ТЭР «Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА» Октябрьской железной дороги. Тяговые и электрические расчеты и составляют 12189,98 кВт.

Расчетные нагрузки на линии 110 кВ приняты по данным проекта 8904-004-ЭП.РР «Расчет режимов электрической сети» и составляют на и 2024 год:

- для ЛПл1-110 - 87,5 А;
- для ЛПл2-110 – 138,2 А.

2.2 Выбор и проверка понижающих трансформаторов

Мощность понижающего трансформатора выбрана исходя из условий обеспечения 100 % резервирования мощности тяговой подстанции:

$$S_{пт} \geq S_{тп}; \quad (3.1)$$

где $S_{тп}$ – полная мощность тяговой подстанции в режиме максимального энергопотребления, составляет с учетом коэффициента мощности $12189,98/0,98 = 12449 \text{кВ} \cdot \text{А}$.

Для тяговой подстанции 75 км мощность понижающего трансформатора 16 МВ·А:
 $16 > 12,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Общие данные по понижающим трансформаторам сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1- Общие данные по понижающим трансформаторам

Назначение	Общие данные				
Силовые трансформаторы	Общее количество		2	обмотки	ВН-НН
	Тип:	Т1	ТДН-16000/115 (±1.78-9)/11	U _{кз} , %	10,5
		Т2	ТДН-16000/115 (±1.78-9)/11		10,5

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						8904-004-ПЗ	Лист
							18
18Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания на шинах тяговой подстанции выполняется для максимального режима при минимальном сопротивлении внешней энергосистемы. В расчете принята раздельная работа понижающих трансформаторов по стороне низкого напряжения 10 кВ. Расчет выполнен в томе 8904-004-PP «Расчет режимов электрической сети». Результаты расчета приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Расчет токов трехфазного короткого замыкания и токов однофазного короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ 75 км (ПС-497).

ПС 110 кВ 75 км (ПС-497)	на 2019 год (год окончания реконструкции)		на перспективу до 2024 года	
	K(3), кА	K(1), кА	K(3), кА	K(1), кА
т.к.з. на шинах 110 кВ	8,465	5,711	8,531	5,740
ВЛ 110 кВ Полянская-1	6,548	4,642	6,610	4,666
ВЛ 110 кВ Полянская-2	1,917	1,069	1,921	1,074
Т-1	—	—	—	—
Т-2	—	—	—	—
т.к.з. на шинах 10 кВ	7,954	—	7,981	—

2.4 Выбор и проверка выключателей переменного тока

Выбор высоковольтных выключателей выполнен по максимальному рабочему напряжению и току присоединения. Выключатели проверены на электродинамическую, термическую устойчивость и отключающую способность. Максимальный рабочий ток присоединений определялся с учётом полной мощности подключенных силовых трансформаторов.

Выбор и проверка выключателей представлены в таблице 2.3.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
19Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			19

2.5 Выбор шин

Выбор шин выполнен по максимальному рабочему току присоединения. Сечения сборных шин проверены на электродинамическую, термическую устойчивость. Максимальный рабочий ток сборных шин определен с учетом полной мощности подключённых силовых трансформаторов.

Выбор и проверка шин представлены в таблице 2.4.

2.6 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

Выбор измерительных трансформаторов тока выполнен по максимальному рабочему напряжению и току присоединения. Трансформаторы тока проверены на электродинамическую, термическую устойчивость. Максимальный рабочий ток присоединений определялся согласно расчетной нагрузке.

Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока представлены в таблице 3.5.

На основании пункта 128 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (актуальной версии) выполнена проверка релейных обмоток класса 5P устанавливаемых трансформаторов тока при работе в переходных режимах (при возникновении апериодической составляющей тока).

Проверка выполнена в соответствии с ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы» 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», определено время до насыщения вторичной обмотки ТТ. Результаты расчета для ПС 497 (тяговая ПС 75 км) представлены в таблицах 3.6, 3.7, для ПС 522 (ПС Пупышево) – в таблицах 3.8, 3.9.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей принята согласно ГОСТ Р 52735-2007 и составляет 0,05 с.

По данным предоставленным разработчиками современных устройств РЗА минимальное время достоверного измерения значений тока при внутренних коротких замыканиях составляет 10 мс, при внешних коротких замыканиях составляет 25 мс.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
20	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ		20

Для правильного функционирования устанавливаемых на объекте устройств РЗА, при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока, минимальное необходимое время достоверного измерения значений тока не должно превышать время насыщения трансформаторов тока.

Минимальное расчетное время насыщения ТТ в режиме трехфазного КЗ на ПС 497 (таблица 3.6) для РЗА составляет 25 мс, минимальное необходимое время достоверного измерения значений тока не превышает время насыщения трансформаторов тока.

Минимальное расчетное время насыщения ТТ в режиме однофазного КЗ на ПС 497 (таблица 3.7) для РЗА составляет 10 мс, минимальное необходимое время достоверного измерения значений тока не превышает время насыщения трансформаторов тока при внутренних КЗ.

Согласно п.Б.7 «ПНСТ 283-2018» значение остаточной магнитной индукции величина случайная, дополнительно в проекте проведен расчет минимального времени насыщения при остаточном насыщении обмоток ТТ - 74 %.

По данным повторного расчета минимальное расчетное время насыщения ТТ в режиме однофазного КЗ на ПС 497 (таблицы 3.7) для РЗА составляет 25 мс, минимальное необходимое время достоверного измерения значений тока не превышает время насыщения трансформаторов тока.

Минимальное расчетное время насыщения ТТ в режиме трехфазного КЗ на ПС 522 (таблицы 3.8) для РЗА составляет >50 мс (более 25 мс). Минимальное расчетное время насыщения ТТ в режиме однофазного КЗ на ПС 522 (таблицы 3.9) для РЗА составляет 39 мс (более 25 мс). Минимальное необходимое время достоверного измерения значений тока не превышает время насыщения трансформаторов тока.

Работа РЗА в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ исключает риск ложного срабатывания.

2.7 Проверка разъединителей

Проверка разъединителей выполнена по максимальному рабочему напряжению и току присоединения. Разъединители проверены на электродинамическую, термическую

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										21
			21	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

устойчивость. Максимальный рабочий ток присоединений определялся с учётом полной мощности подключенных силовых трансформаторов.

Выбор и проверка разъединителей представлены в таблице 2.10.

2.8 Выбор и проверка кабельных линий РУ-10 кВ

Выбор кабельных линий выполнен по максимальному рабочему току присоединения. Кабельные линии проверены на термическую устойчивость и по условию невозгораемости кабелей. Максимальный рабочий ток присоединений определялся согласно расчетной нагрузке.

Выбор и проверка кабельных линий РУ-10 кВ представлены в таблице 2.11.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										22
			22Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 2.3 – Выбор и проверка выключателей переменного тока тяговой ПС 75 км

Наименование присоединения	Тип выключателя	Наибольшее рабочее напряжение выключателя	Максимальное рабочее напряжение присоединения	Условие выбора по напряжению	Номинальный ток выключателя	Максимальный рабочий ток присоединения	Условие выбора по току	Номинальный ток отключения выключателя	Установившийся ток К.З. на шинах присоединения	Проверка на отключающую способность
		Унаиб, кВ	Ураб, кВ	Унаиб ≥ Ураб	Іном, А	Іраб, А	Іном ≥ Іраб	Іномотк, кА	Іпо, кА	Іномотк ≥ Іпо
T1-110	ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1	126	115	Соответствует	2000	83,98	Соответствует	40	8,531	Проходит
T2-110	ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1	126	115	Соответствует	2000	83,98	Соответствует	40	8,531	Проходит
СВ-110	ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1	126	115	Соответствует	2000	138,20	Соответствует	40	8,531	Проходит
ВВ1,2-10	ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2	12	11	Соответствует	2000	923,76	Соответствует	31,5	7,98	Проходит
Расчетные формулы										

Продолжение таблицы 2.3

Наименование присоединения	Тип выключателя	Предельный сквозной ток выключателя	Ударный ток К.З.	Проверка на электродинамическую устойчивость	Ток термической стойкости выключателя	Время протекания тока термической стойкости выключателя	Время отключения выключателя	Время срабатывания релейной защиты	Время отключения цепи	Постоянная времени отключения цепи	Тепловой импульс К.З.	Допустимый тепловой импульс	Проверка на термическую устойчивость
		іскв, кА		іскв ≥ іуд	Іт, кА	тт, с	тов, с	tpз, с	totк, с	Та, с	Вк, кА²·с	Іт·Іт·тт, кА²·с	Іт·Іт·тт ≥ Вк
T1-110	ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1	102	21,72	Проходит	40	3	0,055	1,5	1,555	0,05	116,81	4800	Проходит
T2-110	ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1	102	21,72	Проходит	40	3	0,055	1,5	1,555	0,05	116,81	4800	Проходит
СВ-110	ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1	102	21,72	Проходит	40	3	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	4800	Проходит
ВВ1,2-10	ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2	80	20,32	Проходит	31,5	3	0,03	1	1,03	0,05	68,79	2976,75	Проходит
Расчетные формулы			іуд =√2·Куд· Іпо; где: Куд - ударный коэффициент (1,8)					Определяется по картам уставок защит	totк = тов + tpз		Вк = Іпо·Іпо· (totк + Та)		

Таблица 3.4 – Выбор и проверка шин для ОРУ-110 кВ и шинных мостов 10 кВ тяговой ПС 75 км

Наименование распределительного устройства	Тип шин	Сечение шин	Допустимый длительный ток	Максимальный рабочий ток присоединения	Условие выбора по току	Установившийся ток К.З. на шинах присоединения	Ударный ток К.З.	Время отключения выключателя	Время срабатывания релейной защиты	Время отключения цепи	Постоянная времени отключения цепи	Тепловой импульс К.З.	Минимальное термически стойкое сечение	Проверка на термическую устойчивость	Расстояние между осями шин	Длина пролета	Наибольший изгибающий момент, действующий на шину	Момент сопротивления	Наибольшее расчетное напряжение в материале шин	Допустимое напряжение материала шин	Проверка на динамическую устойчивость
		q, мм²	Iдоп, А	Iраб, А	Iдоп ≥ Iраб	Iпо, кА	iуд, кА	тов, с	трз, с	totк, с	Ta, с	Bк, кА²·с	q _{min} , мм²	q ≥ q _{min}	a, м	L, м	M, кН·м	W, см³	σ _{расч} , МПа	σ _{изг} , МПа	σ _{расч} ≤ σ _{изг}
ОРУ-110 кВ	АС 185/24	185	520	138,20	Соответствует	8,531	21,72	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	181,17	Проходит	-	-	-	-	-	-	-
РУ-10 кВ	АД31Т 10х100	1000	1820	923,76	Соответствует	7,981	20,32	0,055	1,5	1,555	0,05	102,23	112,34	Проходит	0,6	1,2	0,02	16,70	1,03	130	Проходит
Расчетные формулы							iуд = √2 · Куд · Iпо; где Куд - ударный коэффициент (1,8)		Определяется по картам уставок защит	totк = tow + трз		Bк = Iпо · Iпо · (totк + Ta)	q _{min} = √Bк/Стер				M = √3 · iуд · iуд · L · L / (100 · a)	Выбирается в зависимости от расположения шин формы и их сечения	σ _{расч} = M/W		

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Таблица 3.5 – Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока для тяговой ПС 75 км

Наименование присоединения	Тип трансформатора тока	Наибольшее рабочее напряжение трансформатора тока	Максимальное рабочее напряжение присоединения	Условие выбора по напряжению	Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока	Максимальный рабочий ток присоединения	Условие выбора по току	Установившийся ток К.З. на шинах присоединения	Предельный сквозной ток трансформатора тока
		Унаиб, кВ	Ураб, кВ	Унаиб ≥ Ураб	Іном, А	Іраб, А	Іном ≥ Іраб	Іпо, кА	іскв, кА
T1-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	126	115	Соответствует	200	83,98	Соответствует	8,531	102
T2-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	126	115	Соответствует	200	83,98	Соответствует	8,531	102
СВ-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	126	115	Соответствует	600	138,20	Соответствует	8,531	102
РП-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	126	115	Соответствует	600	138,20	Соответствует	8,531	102
ЛПл1-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	126	115	Соответствует	600	87,50	Соответствует	6,61	102
ЛПл2-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	126	115	Соответствует	600	138,20	Соответствует	1,921	102
ВВ-1,2-10	ТЛО-НТЗ-10 УХЛ2	12	11	Соответствует	1000	923,76	Соответствует	7,98	100
Расчетные формулы									

Продолжение таблицы 3.5

Наименование присоединения	Тип трансформатора тока	Ударный ток К.З.	Проверка на электродинамическую устойчивость	Ток термической стойкости трансформатора тока	Время протекания тока термической стойкости трансформатора тока	Время отключения выключателя	Время срабатывания релейной защиты	Время отключения цепи	Постоянная времени отключения цепи	Тепловой импульс К.З.	Допустимый тепловой импульс	Проверка на термическую устойчивость
		іуд, кА	іскв ≥ іуд	Іт, кА	tt, с	тов, с	tpз, с	totк, с	Та, с	Вк, кА²·с	Іт·Іт·tt, кА²·с	Іт·Іт·tt ≥ Вк
T1-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	21,72	Проходит	25	1	0,055	1,5	1,555	0,05	116,81	625	Проходит
T2-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	21,72	Проходит	25	1	0,055	1,5	1,555	0,05	116,81	625	Проходит
СВ-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	21,72	Проходит	40	1	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	1600	Проходит
РП-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	21,72	Проходит	40	1	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	1600	Проходит
ЛПл1-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	16,83	Проходит	40	1	0,055	2,5	2,555	0,05	113,82	1600	Проходит
ЛПл2-110	ТОГФ-110 УХЛ1*	4,89	Проходит	40	1	0,055	2,5	2,555	0,05	9,61	1600	Проходит
ВВ-1,2-10	ТЛО-НТЗ-10 УХЛ2	20,32	Проходит	40	1	0,055	1,5	1,555	0,05	102,23	1600	Проходит
Расчетные формулы		іуд =√2·Куд· Іпо; где Куд - ударный коэффициент (1,8)					Определяется по картам уставок защит	totк = тов + tpз		Вк = Іпо·Іпо·(totк + Та)		

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 3.6 – Расчет времени насыщения обмоток трансформаторов тока при трехфазном коротком замыкании на шинах 110 кВ тяговой ПС 110 кВ 75 км

Наименование присоединения	Устройство РЗА	Тип трансформатора тока	Сопrotивление вторичной обмотки ТТ	Кoэффициент мощности	Номинальное сопротивление нагрузки	Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока	Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока	Номинальный коэффициент кратности	Предельный коэффициент кратности	Ток трехфазного короткого замыкания на шинах ТП	Длина контрольного кабеля	Пoперечное сечение жилы контрольного кабеля	Активное сопротивление контрольного кабеля	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты	Расчетное сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ	Расчетное мощность нагрузки при трехфазном КЗ
			R2, Ом	Cos φном	Zн ном, Ом	I1ном, A	I2ном, A	Кном	Кпр	Iкз(3), кA	L, м	S, мм²	Rпр, Ом	Zрф, Ом	Zн факт, Ом	Sn факт, B·A
TA14 ТТ-2 110 РП	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	45	8,531	105	4	0,46	0,04	0,50	12,48
TA4 ТТ-2 110 СВ	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	48	8,531	90	4	0,39	0,04	0,43	10,84
1TA13 2 ТТ 110 Т-1	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	50	8,531	80	4	0,35	0,04	0,39	9,75
TA15 ТТ-2 110 РП	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	45	8,531	105	4	0,46	0,04	0,50	12,48
TA5 ТТ-2 110 СВ	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	48	8,531	90	4	0,39	0,04	0,43	10,84
1TA12 2 ТТ 110 Т-1	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	50	8,531	80	4	0,35	0,04	0,39	9,75
TA17 ТТ-1 110 РП	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,19	0,8	1,2	600	5	20,00	46	8,531	100	4	0,44	0,04	0,48	11,94
TA7 ТТ-1 110 СВ	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	48	8,531	85	4	0,37	0,04	0,41	10,30
2TA13 2 ТТ 110 Т-2	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,19	0,8	1,2	600	5	20,00	44	8,531	110	4	0,48	0,04	0,52	13,03
TA16 ТТ-1 110 РП	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	46	8,531	100	4	0,44	0,04	0,48	11,94
Расчетные формулы									Определяется по кривым предельной кратности в зависимости от фактической нагрузки				Rпр = ρ·L/S, где ρ = 0,0175 Ом·м/мм²	Zрф = Spф / I2 ном². где Spф = 1 B·A	Zн факт = Rпр + Zрф	Sn факт = Zн факт·I2 ном².

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 3.6

Наименование присоединения	Устройство РЗА	Тип трансформатора тока	Сопروتвление вторичной обмотки ТТ	Коэффициент мощности	Номинальное сопротивление нагрузки	Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока	Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока	Номинальный коэффициент кратности	Предельный коэффициент кратности	Ток трехфазного короткого замыкания на шинах ТП	Длина контрольного кабеля	Поперечное сечение жилы контрольного кабеля	Активное сопротивление контрольного кабеля	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты	Расчетное сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ	Расчетное мощность нагрузки при трехфазном КЗ
			R2, Ом	Cos φном	Zн ном, Ом	I1ном, А	I2ном, А	Кном	Кпр	Iкз(3), кА	L, м	S, мм²	Rпр, Ом	Zрф, Ом	Zн факт, Ом	Sn факт, В·А
ТА6 ТТ-1 110 СВ	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	48	8,531	85	4	0,37	0,04	0,41	10,30
2ТА12 2 ТТ 110 Т-2	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	44	8,531	110	4	0,48	0,04	0,52	13,03
ТА8 ТТ-1 110 СВ	ТОР 300 КСЗ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	48	8,531	85	4	0,37	0,04	0,41	10,30
1ТА8 1 ТТ 110 Т-1	ТОР 300 РЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	200	5	20,00	75	8,531	60	6	0,18	0,04	0,22	5,38
1ТА9 1 ТТ 110 Т-1	ТОР 300 ДЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	200	5	20,00	75	8,531	60	6	0,18	0,04	0,22	5,38
2ТА8 1 ТТ 110 Т-2	ТОР 300 РЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	200	5	20,00	75	8,531	70	6	0,20	0,04	0,24	6,10
2ТА9 1 ТТ 110 Т-2	ТОР 300 ДЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,19	0,8	1,2	200	5	20,00	75	8,531	70	6	0,20	0,04	0,24	6,10
Расчетные формулы									Определяется по кривым предельной кратности в зависимости от фактической нагрузки				Rпр = ρ·L/S, где ρ = 0,0175 Ом·м/мм²	Zрф = Spф / I2 ном². где Spф = 1 В·А	Zн факт = Rпр + Zрф	Sn факт = Zн факт·I2 ном²·

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 3.6

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	Параметр А	Составляющая ω·Тр.экв + 1	Условия расчета время до насыщения ТТ аналетическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение А·(1-Кг) при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналетическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции
	Тр, с	А	ω·Тр.экв + 1	ω·Тр.экв + 1 > А	А > 1	tnас, с	А·(1-Кг)	ω·Тр.экв + 1 > А·(1-Кг)	А·(1-Кг) > 1	tnас, с
ТА14 ТТ-2 110 РП	0,05	58,044	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	8,126	Выполняется	Выполняется	0,0302
ТА4 ТТ-2 110 СВ	0,05	67,856	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	9,500	Выполняется	Выполняется	0,0390
1ТА13 2 ТТ 110 Т-1	0,05	75,516	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	10,572	Выполняется	Выполняется	0,0470
ТА15 ТТ-2 110 РП	0,05	58,044	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	8,126	Выполняется	Выполняется	0,0302
ТА5 ТТ-2 110 СВ	0,05	67,856	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	9,500	Выполняется	Выполняется	0,0390
1ТА12 2 ТТ 110 Т-1	0,05	75,516	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	10,572	Выполняется	Выполняется	0,0470
Расчетные формулы		$A = I_{1\text{ ном}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot \sqrt{((R_2 + Z_n \text{ ном} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}})^2 + (Z_n \text{ ном} \cdot \sin \varphi_{\text{ном}})^2) / I_{\text{кз}}(3) \cdot (R_2 + Z_n \text{ факт})}$				$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \cdot \ln(\omega \cdot T_{\text{р.экв}} / (\omega \cdot T_{\text{р.экв}} - A + 1))$	$K_g = 0,86$			$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \cdot \ln(\omega \cdot T_{\text{р.экв}} / (\omega \cdot T_{\text{р.экв}} - A \cdot (1 - K_g) + 1))$

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 3.6

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания апериодической составляющей	Параметр А	Составляющая $\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение А·(1-Кг) при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции
	Тр, с	А	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > А$	$А > 1$	$t_{нас}, с$	$А \cdot (1 - K_g)$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > А \cdot (1 - K_g)$	$А \cdot (1 - K_g) > 1$	$t_{нас}, с$
ТА17 ТТ-1 110 РП	0,05	61,118	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	8,557	Выполняется	Выполняется	0,0328
ТА7 ТТ-1 110 СВ	0,05	70,099	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	9,814	Выполняется	Выполняется	0,0412
2ТА13 2 ТТ 110 Т-2	0,05	55,145	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	7,720	Выполняется	Выполняется	0,0279
ТА16 ТТ-1 110 РП	0,05	61,118	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	8,557	Выполняется	Выполняется	0,0328
ТА6 ТТ-1 110 СВ	0,05	70,099	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	9,814	Выполняется	Выполняется	0,0412
2ТА12 2 ТТ 110 Т-2	0,05	55,145	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	7,720	Выполняется	Выполняется	0,0279
Расчетные формулы		$A = I_{1 ном} \cdot K_{пр} \cdot \sqrt{((R2 + Z_n ном \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (Z_n ном \cdot \sin \phi_{ном})^2)} / I_{кз(3)} \cdot (R2 + Z_n факт)$				$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A + 1))$	$K_g = 0,86$			$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A \cdot (1 - K_g) + 1))$

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 3.6

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания апериодической составляющей	Параметр А	Составляющая $\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение А·(1-Кг) при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции
	Тр, с	А	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > А$	$А > 1$	$t_{нас}, с$	$А \cdot (1 - K_g)$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > А \cdot (1 - K_g)$	$А \cdot (1 - K_g) > 1$	$t_{нас}, с$
ТА8 ТТ-1 110 СВ	0,05	70,099	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	9,814	Выполняется	Выполняется	0,0412
1ТА8 1 ТТ 110 Т-1	0,05	51,968	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	7,275	Выполняется	Выполняется	0,0255
1ТА9 1 ТТ 110 Т-1	0,05	51,968	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	7,275	Выполняется	Выполняется	0,0255
2ТА8 1 ТТ 110 Т-2	0,05	48,900	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	6,846	Выполняется	Выполняется	0,0250
2ТА9 1 ТТ 110 Т-2	0,05	48,900	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	6,846	Выполняется	Выполняется	0,0250
Расчетные формулы		$A = I_{1ном} \cdot K_{пр} \cdot \sqrt{((R2 + Z_n ном \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (Z_n ном \cdot \sin \phi_{ном})^2)} / I_{кз(3)} \cdot (R2 + Z_n факт)$				$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A + 1))$	$K_g = 0,86$			$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A \cdot (1 - K_g) + 1))$

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 3.7 – Расчет времени насыщения обмоток трансформаторов тока при однофазном коротком замыкании на шинах 110 кВ тяговой ПС 110 кВ 75 км

Наименование присоединения	Устройство РЗА	Тип трансформатора тока	Сопротивление вторичной обмотки ТТ	Коэффициент мощности	Номинальное сопротивление нагрузки	Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока	Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока	Номинальный коэффициент кратности	Предельный коэффициент кратности	Ток однофазного короткого замыкания на шинах ТП	Длина контрольного кабеля	Поперечное сечение жилы контрольного кабеля	Активное сопротивление контрольного кабеля	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты	Расчетное сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ	Расчетное мощность нагрузки при трехфазном КЗ
			R2, Ом	Cos φном	Zн ном, Ом	I1ном, А	I2ном, А	Кном	Кпр	Ikз(3), кА	L, м	S, мм²	Rпр, Ом	Zрф+Zр0, Ом	Zн факт, Ом	Sn факт, В·А
ТА14 ТТ-2 110 РП	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	26,00	5,74	105	4	0,92	0,08	1,00	24,97
ТА4 ТТ-2 110 СВ	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	29,00	5,74	90	4	0,79	0,08	0,87	21,69
1ТА13 2 ТТ 110 Т-1	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	30,00	5,74	80	4	0,70	0,08	0,78	19,50
ТА15 ТТ-2 110 РП	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	26,00	5,74	105	4	0,92	0,08	1,00	24,97
ТА5 ТТ-2 110 СВ	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	29,00	5,74	90	4	0,79	0,08	0,87	21,69
1ТА12 2 ТТ 110 Т-1	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	30,00	5,74	80	4	0,70	0,08	0,78	19,50
ТА17 ТТ-1 110 РП	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,19	0,8	1,2	600	5	20,00	26,00	5,74	100	4	0,88	0,08	0,96	23,88
ТА7 ТТ-1 110 СВ	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	30,00	5,74	85	4	0,74	0,08	0,82	20,59
2ТА13 2 ТТ 110 Т-2	Ш2600 06.503	ТГФ-110 УХЛ1*	0,19	0,8	1,2	600	5	20,00	25,00	5,74	110	4	0,96	0,08	1,04	26,06
ТА16 ТТ-1 110 РП	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	26,00	5,74	100	4	0,88	0,08	0,96	23,88
Расчетные формулы									Определяется по кривым предельной кратности в зависимости от фактической нагрузки				Rпр = 2·ρ·L/S, где ρ = 0,0175 Ом·м/мм2	Zрф = Spф / I2 ном2· Zр0 = Sp0 / I2 ном2· где Spф = 1 В·А Sp0 = 1 В·А	Zн факт = Rпр + Zрф + Zр0	Sn факт = Zн факт·I2 ном²·

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 3.7

Наименование присоединения	Устройство РЗА	Тип трансформатора тока	Сопروتвление вторичной обмотки ТТ	Коэффициент мощности	Номинальное сопротивление нагрузки	Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока	Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока	Номинальный коэффициент кратности	Предельный коэффициент кратности	Ток однофазного короткого замыкания на шинах ТП	Длина контрольного кабеля	Поперечное сечение жилы контрольного кабеля	Активное сопротивление контрольного кабеля	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты	Расчетное сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ	Расчетное мощность нагрузки при трехфазном КЗ
			R2, Ом	Cos φном	Zн ном, Ом	I1ном, А	I2ном, А	Кном	Кпр	Iкз(3), кА	L, м	S, мм²	Rпр, Ом	Zрф+Zр0, Ом	Zн факт, Ом	Sн факт, В·А
ТА6 ТТ-1 110 СВ	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	30,00	5,74	85	4	0,74	0,08	0,82	20,59
2ТА12 2 ТТ 110 Т-2	Ш2600 06.506	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	25,00	5,74	110	4	0,96	0,08	1,04	26,06
ТА8 ТТ-1 110 СВ	ТОР 300 КСЗ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	30,00	5,74	85	4	0,74	0,08	0,82	20,59
1ТА8 1 ТТ 110 Т-1	ТОР 300 РЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	200	5	20,00	48,00	5,74	60	6	0,35	0,08	0,43	10,75
1ТА9 1 ТТ 110 Т-1	ТОР 300 ДЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	200	5	20,00	48,00	5,74	60	6	0,35	0,08	0,43	10,75
2ТА8 1 ТТ 110 Т-2	ТОР 300 РЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	200	5	20,00	45,00	5,74	70	6	0,41	0,08	0,49	12,21
2ТА9 1 ТТ 110 Т-2	ТОР 300 ДЗТ	ТГФ-110 УХЛ1*	0,19	0,8	1,2	200	5	20,00	45,00	5,74	70	6	0,41	0,08	0,49	12,21
Расчетные формулы									Определяется по кривым предельной кратности в зависимости от фактической нагрузки				Rпр = 2·ρ·L/S, где ρ = 0,0175 Ом·м/мм2	Zрф = Spф / I2 ном2· Zр0 = Sp0 / I2 ном2· где Spф = 1 В·А Sp0 = 1 В·А	Zн факт = Rпр + Zрф + Zр0	Sн факт = Zн факт·I2 ном²·

Продолжение таблицы 3.7

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания апериодической составляющей	Параметр А	Составляющая $\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение $A \cdot (1 - K_r)$ при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции	Произведение $A \cdot (1 - K_r)$ при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции
	Tp, с			$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A$	$A > 1$	tнас, с	$A \cdot (1 - K_r)$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A \cdot (1 - K_r)$	$A \cdot (1 - K_r) > 1$			$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A \cdot (1 - K_r)$	$A \cdot (1 - K_r) > 1$	
ТА14 ТТ-2 110 РП	0,05	29,914	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,188	Выполняется	Выполняется	0,011	7,778	Выполняется	Выполняется	0,028
ТА4 ТТ-2 110 СВ	0,05	37,285	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	5,220	Выполняется	Выполняется	0,016	9,694	Выполняется	Выполняется	0,040
1ТА13 2 ТТ 110 Т-1	0,05	41,847	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	5,859	Выполняется	Выполняется	0,0185	10,880	Выполняется	Выполняется	0,050
ТА15 ТТ-2 110 РП	0,05	29,914	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,188	Выполняется	Выполняется	0,011	7,778	Выполняется	Выполняется	0,028
ТА5 ТТ-2 110 СВ	0,05	37,285	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	5,220	Выполняется	Выполняется	0,0157	9,694	Выполняется	Выполняется	0,040
1ТА12 2 ТТ 110 Т-1	0,05	41,847	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	5,859	Выполняется	Выполняется	0,019	10,880	Выполняется	Выполняется	0,050
Расчетные формулы		$A = I_{1\text{ ном}} \cdot K_{пр} \cdot \sqrt{((R2 + Z_n \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (Z_n \cdot \sin \phi_{ном})^2) / I_{кз(3)} \cdot (R2 + Z_n \cdot \cos \phi_{факт})}$				$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A + 1))$	$K_r = 0,86$			$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A \cdot (1 - K_r) + 1))$	$K_r = 0,74$			$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A \cdot (1 - K_r) + 1))$

Продолжение таблицы 3.7

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	Параметр А	Составляющая ω·Тр.экв + 1	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение А·(1-Кг) при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции	Произведение А·(1-Кг) при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции
	Тр, с	А	ω·Тр.экв + 1	ω·Тр.экв + 1 > А	А > 1	tnас, с	А·(1-Кг)	ω·Тр.экв + 1 > А·(1-Кг)	А·(1-Кг) > 1	tnас, с	А·(1-Кг)	ω·Тр.экв + 1 > А·(1-Кг)	А·(1-Кг) > 1	tnас, с
ТА17 ТТ-1 110 РП	0,05	31,000	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,340	Выполняется	Выполняется	0,012	8,060	Выполняется	Выполняется	0,030
ТА7 ТТ-1 110 СВ	0,05	40,142	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	5,620	Выполняется	Выполняется	0,017	10,437	Выполняется	Выполняется	0,046
2ТА13 2 ТТ 110 Т-2	0,05	27,790	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	3,891	Выполняется	Выполняется	0,010	7,225	Выполняется	Выполняется	0,025
ТА16 ТТ-1 110 РП	0,05	31,000	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,340	Выполняется	Выполняется	0,012	8,060	Выполняется	Выполняется	0,030
ТА6 ТТ-1 110 СВ	0,05	40,142	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	5,620	Выполняется	Выполняется	0,017	10,437	Выполняется	Выполняется	0,046
2ТА12 2 ТТ 110 Т-2	0,05	27,790	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	3,891	Выполняется	Выполняется	0,010	7,225	Выполняется	Выполняется	0,025
Расчетные формулы		$A = I_{1\text{ном}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot \sqrt{((R2 + Z_n \cdot \cos \varphi_{\text{ном}})^2 + (Z_n \cdot \sin \varphi_{\text{ном}})^2)} / I_{k3(3)} \cdot (R2 + Z_n \cdot \cos \varphi_{\text{факт}})$				$tn_{ас} = Tр.экв \cdot L_n(\omega \cdot Tр.экв / (\omega \cdot Tр.экв \cdot A + 1))$	$Kг = 0,86$			$tn_{ас} = Tр.экв \cdot L_n(\omega \cdot Tр.экв / (\omega \cdot Tр.экв \cdot A \cdot (1 - Kг) + 1))$	$Kг = 0,74$			$tn_{ас} = Tр.экв \cdot L_n(\omega \cdot Tр.экв / (\omega \cdot Tр.экв \cdot A \cdot (1 - Kг) + 1))$

Продолжение таблицы 3.7

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	Параметр А	Составляющая ω·Тр.экв + 1	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение А·(1-Кг) при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции	Произведение А·(1-Кг) при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции
	Тр, с	А	ω·Тр.экв + 1	ω·Тр.экв + 1 > А	А > 1	tnас, с	А·(1-Кг)	ω·Тр.экв + 1 > А·(1-Кг)	А·(1-Кг) > 1	tnас, с	А·(1-Кг)	ω·Тр.экв + 1 > А·(1-Кг)	А·(1-Кг) > 1	tnас, с
ТА8 ТТ-1 110 СВ	0,05	40,142	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	5,620	Выполняется	Выполняется	0,017	10,437	Выполняется	Выполняется	0,046
1ТА8 1 ТТ 110 Т-1	0,05	33,806	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,733	Выполняется	Выполняется	0,014	8,790	Выполняется	Выполняется	0,034
1ТА9 1 ТТ 110 Т-1	0,05	33,806	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,733	Выполняется	Выполняется	0,014	8,790	Выполняется	Выполняется	0,034
2ТА8 1 ТТ 110 Т-2	0,05	29,189	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,086	Выполняется	Выполняется	0,011	7,589	Выполняется	Выполняется	0,027
2ТА9 1 ТТ 110 Т-2	0,05	29,189	15,700	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	4,086	Выполняется	Выполняется	0,011	7,589	Выполняется	Выполняется	0,027
Расчетные формулы		$A = I_{1ном} \cdot K_{пр} \cdot \sqrt{((R2+Zн ном \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (Zн ном \cdot \sin \phi_{ном})^2)} / I_{кз(3)} \cdot (R2+Zн факт)$				$tnас = Tr.экв \cdot \ln(\omega \cdot Tr.экв / (\omega \cdot Tr.экв - A + 1))$	$Kг = 0,86$			$tnас = Tr.экв \cdot \ln(\omega \cdot Tr.экв / (\omega \cdot Tr.экв - A \cdot (1-Kг) + 1))$	$Kг = 0,74$			$tnас = Tr.экв \cdot \ln(\omega \cdot Tr.экв / (\omega \cdot Tr.экв - A \cdot (1-Kг) + 1))$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 3.8 – Расчет времени насыщения обмоток трансформаторов тока при трехфазном коротком замыкании на шинах 110 кВ ПС 522 Пупышево

Наименование присоединения	Устройство РЗА	Тип трансформатора тока	Сопротивление вторичной обмотки ТТ	Коэффициент мощности	Номинальное сопротивление нагрузки	Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока	Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока	Номинальный коэффициент кратности	Предельный коэффициент кратности	Ток трехфазного короткого замыкания на шинах ТП	Длина контрольного кабеля	Поперечное сечение жилы контрольного кабеля	Активное сопротивление контрольного кабеля	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты	Расчетное сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ	Расчетное мощность нагрузки при трехфазном КЗ
			R2, Ом	Cos φном	Zн ном, Ом	I1ном, А	I2ном, А	Кном	Кпр	Iкз(3), кА	L, м	S, мм²	Rпр, Ом	Zрф, Ом	Zн факт, Ом	Sn факт, В·А
1ТА4 ТТ-Т1 110 кВ	ШЭ2607 025	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	65	7,675	60	4	0,26	0,04	0,30	7,56
2ТА4 ТТ-Т2 110 кВ	ШЭ2607 025	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	65	7,675	60	4	0,26	0,04	0,30	7,56
ТА2 ТТ1-1с 110 кВ	ШЭ2607 025	ТФ3М-110Б-II	0,39	0,8	1,2	600	5	20,00	70	7,675	40	4	0,18	0,04	0,22	5,38
ТА5 ТТ1-2с 110 кВ	ШЭ2607 025	ТФ3М-110Б-II	0,39	0,8	1,2	600	5	20,00	70	7,675	40	4	0,18	0,04	0,22	5,38
Расчетные формулы									Определяется по кривым предельной кратности в зависимости от фактической нагрузки				Rпр = ρ·L/S, где ρ = 0,0175 Ом·м/мм²	Zрф = Spф / I2 ном². где Spф = 1 В·А	Zн факт = Rпр + Zрф	Sn факт = Zн факт·I2 ном².

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 3.8

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания апериодической составляющей	Параметр А	Составляющая $\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение $A \cdot (1 - K_r)$ при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции	Расчет времени до насыщения ТТ графическим методом		
	Тр, с	А	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A$	$A > 1$	$t_{нас}, с$	$A \cdot (1 - K_r)$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A \cdot (1 - K_r)$	$A \cdot (1 - K_r) > 1$	$t_{нас}, с$	$\cos \phi$	$K_{п.р.}(t_{нас}, с) = A$	$K_{п.р.}(t_{нас}, с) = A \cdot (1 - K_r)$
1ТА4 ТТ-Т1 110 кВ	0,05	129,497	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	18,130	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	Расчитывается графическим методом	1,0	> 0,05	> 0,05
2ТА4 ТТ-Т2 110 кВ	0,05	129,497	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	18,130	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	Расчитывается графическим методом	1,0	> 0,05	> 0,05
ТА2 ТТ1-1с 110 кВ	0,05	138,391	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	19,375	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	Расчитывается графическим методом	1,0	> 0,05	> 0,05
ТА5 ТТ1-2с 110 кВ	0,05	138,391	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	19,375	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	Расчитывается графическим методом	1,0	> 0,05	> 0,05
Расчетные формулы		$A = I_{1ном} \cdot K_{пр} \cdot \sqrt{((R_2 + Z_n ном \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (Z_n ном \cdot \sin \phi_{ном})^2)} / I_{кз(3)} \cdot (R_2 + Z_n факт)$				$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A + 1))$	$K_r = 0,86$			$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A \cdot (1 - K_r) + 1))$	$\cos \phi = (R_2 + Z_n факт) / Z_{\Sigma}$	Определяется по универсальным кривым (ГОСТ Р 58669-2019 приложение Б) для рассчитанных $T_{р.экв}$ и $\cos \phi$	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 3.9 – Расчет времени насыщения обмоток трансформаторов тока при однофазном коротком замыкании на шинах 110 кВ ПС 522 Пупышево

Наименование присоединения	Устройство РЗА	Тип трансформатора тока	Сопротивление вторичной обмотки ТТ	Коэффициент мощности	Номинальное сопротивление нагрузки	Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока	Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока	Номинальный коэффициент кратности	Предельный коэффициент кратности	Ток трехфазного короткого замыкания на шинах ТП	Длина контрольного кабеля	Поперечное сечение жилы контрольного кабеля	Активное сопротивление контрольного кабеля	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты	Расчетное сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ	Расчетное мощность нагрузки при трехфазном КЗ
			R2, Ом	Cos φном	Zн ном, Ом	I1ном, А	I2ном, А	Кном	Кпр	Iкз(3), кА	L, м	S, мм²	Rпр, Ом	Zрф+Zр0, Ом	Zн факт, Ом	Sн факт, В·А
1ТА4 ТТ-Т1 110 кВ	ШЭ2607 025	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	37	5,369	60	4	0,53	0,08	0,61	15,13
2ТА4 ТТ-Т2 110 кВ	ШЭ2607 025	ТГФ-110 УХЛ1*	0,25	0,8	1,2	600	5	20,00	37	5,369	60	4	0,53	0,08	0,61	15,13
ТА2 ТТ1-1с 110 кВ	ШЭ2607 025	ТФ3М-110Б-II	0,39	0,8	1,2	600	5	20,00	48	5,369	40	4	0,35	0,08	0,43	10,75
ТА5 ТТ1-2с 110 кВ	ШЭ2607 025	ТФ3М-110Б-II	0,39	0,8	1,2	600	5	20,00	48	5,369	40	4	0,35	0,08	0,43	10,75
Расчетные формулы									Определяется по кривым предельной кратности в зависимости от фактической нагрузки				Rпр = 2·ρ·L/S, где ρ = 0,0175 Ом·м/мм²	Zрф = Spф / I2 ном²· Zр0 = Sp0 / I2 ном²· где Spф = 1 В·А Sp0 = 1 В·А	Zн факт = Rпр + Zрф + Zр0	Sн факт = Zн факт·I2 ном²·

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 3.9

Наименование присоединения	Постоянная времени затухания апериодической составляющей	Параметр А	Составляющая $\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при отсутствии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при отсутствии остаточной индукции	Произведение $A \cdot (1 - K_r)$ при наличии остаточной магнитной индукции	Условия расчета время до насыщения ТТ аналитическим методом при наличии остаточной индукции		Оценка времени насыщения при наличии остаточной индукции
	Тр, с	А	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A$	$A > 1$	$t_{нас}, с$	$A \cdot (1 - K_r)$	$\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A \cdot (1 - K_r)$	$A \cdot (1 - K_r) > 1$	$t_{нас}, с$
1ТА4 ТТ-Т1 110 кВ	0,05	68,093	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	9,533	Выполняется	Выполняется	0,039
2ТА4 ТТ-Т2 110 кВ	0,05	68,093	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	9,533	Выполняется	Выполняется	0,039
ТА2 ТТ1-1с 110 кВ	0,05	100,087	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	14,012	Выполняется	Выполняется	0,088
ТА5 ТТ1-2с 110 кВ	0,05	100,087	15,7	Невыполняется, насыщение не наступает	Выполняется	> 0,05	14,012	Выполняется	Выполняется	0,088
Расчетные формулы		$A = I_{1ном} \cdot K_{пр} \cdot \sqrt{((R_2 + Z_n ном \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (Z_n ном \cdot \sin \phi_{ном})^2)} / I_{кз(3)} \cdot (R_2 + Z_n факт)$				$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A + 1))$	$K_r = 0,86$			$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln(\omega \cdot T_{р.экв} / (\omega \cdot T_{р.экв} - A \cdot (1 - K_r) + 1))$

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 3.10 - Проверка разъединителей переменного тока для тяговой ПС 75 км

Наименование присоединения	Тип разъединителя	Наибольшее рабочее напряжение разъединителя	Максимальное рабочее напряжение присоединения	Условие выбора по напряжению	Номинальный ток разъединителя	Максимальный рабочий ток присоединения	Условие выбора по току	Установившийся ток К.З. на шинах присоединения	Предельный сквозной ток разъединителя	Ударный ток К.З.	Проверка на электродинамическую устойчивость	Ток термической стойкости разъединителя	Время протекания тока термической стойкости разъединителя	Время отключения выключателя	Время срабатывания релейной защиты	Время отключения цепи	Постоянная времени отключения цепи	Тепловой импульс К.З.	Допустимый тепловой импульс	Проверка на термическую устойчивость
		Uнаиб, кВ	Uраб, кВ																	
T1-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	83,98	Соответствует	8,531	100	21,72	Проходит	40	3	0,055	1,5	1,555	0,05	116,81	4800	Проходит
T2-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	83,98	Соответствует	8,531	100	21,72	Проходит	40	3	0,055	1,5	1,555	0,05	116,81	4800	Проходит
СВ-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	138,20	Соответствует	8,531	100	21,72	Проходит	40	3	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	4800	Проходит
РП-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	138,20	Соответствует	8,531	100	21,72	Проходит	40	3	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	4800	Проходит
ЛПл1-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	87,50	Соответствует	6,61	100	16,83	Проходит	40	3	0,055	2,5	2,555	0,05	113,82	4800	Проходит
ЛПл2-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	138,20	Соответствует	1,921	100	4,89	Проходит	40	3	0,055	2,5	2,555	0,05	9,61	4800	Проходит
ТН1-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	1,00	Соответствует	8,531	100	21,72	Проходит	40	3	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	4800	Проходит
ТН2-110	РГП-110.II/ 1000 УХЛ1	126	115	Соответствует	1000	1,00	Соответствует	8,531	100	21,72	Проходит	40	3	0,055	2,5	2,555	0,05	189,59	4800	Проходит
ВВ1,2-10	РГП-35 / 1000 УХЛ1	12	11	Соответствует	1000	923,76	Соответствует	7,98	50	20,32	Проходит	20	3	0,055	1,5	1,555	0,05	102,23	1200	Проходит
Расчетные формулы						Iраб = Smax/(√3·Uном); где Smax - максимальная мощность присоединения				iуд =√2·Kуд· Iпо; где Kуд - ударный коэффициент (1,8)				Определяется по картам уставок защит	tотк = тов + tpз		Bк = Iпо² ·(totк + Ta)			

Таблица 3.11 - Выбор и проверка кабельных линий для тяговой ПС 75 км

Расчетные формулы	Наименование присоединения	Тип кабеля		Сечение шин	Допустимый длительный ток	Максимальный рабочий ток присоединения	Условие выбора по току	Установившийся ток К.З. на шинах присоединения	Время отключения выключателя	Время срабатывания релейной защиты	Время отключения цепи	Постоянная времени отключения цепи	Тепловой импульс К.З.	Допустимый ток односекундного короткого замыкания	Поправочный коэффициент	Проверка по допустимому току короткого замыкания	Значение функции нагрева при начальной температуре	Значение функции нагрева при конечной температуре	Конечная температура нагрева проводника	Предельно допустимая температура нагрева жил кабеля	Проверка по условию невосгораемости кабелей	Сечение экрана	Допустимый ток односекундного короткого замыкания для экрана	Ток К.З. в режиме проверки экрана кабеля	Проверка по допустимому току короткого замыкания
		q, мм²	Idоп, А	Idоп, А	Idоп ≥ Iраб	Iпо, кА	тов, с	trз, с	totк, с	Ta, с	Вк, кА²·с	Idопкз, кА	К	Idопкз·К > Iпо	Азт, А²·с/мм⁴	Аэн, А²·с/мм⁴	Qн, °С	Qнв, °С	Qн < Qнв	q, мм²	Idопкз, кА	Ikзэ, кА	Idопкз·К > Iпо		
BB1,2-10	2ПвВнг(А)-LS-1х240/70-10	480	1524	923,76	Соответствует	7,98	0,055	1,5	1,555	0,05	102,23	34,3	0,802	Проходит	4347,00	4790,72	22,037	350	Проходит	70	14,2	6,91	Проходит		
По каталогу																									
$I_{раб} = S_{max} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном})$; где S_{max} - максимальная мощность присоединения																									
Определяется по картам уставок защит																									
$totк = тов + trз$																									
$Вк = I_{по} \cdot I_{по} \cdot (totк + T_a)$																									
По каталогу																									
$K = 1 / \sqrt{totк}$, при $totк > 1$; $K = 1$, при $totк \leq 1$																									
По кривым для определения нагрева кабелей (Qн=20°С)																									
$A_{эн} = A_{зт} + (Вк / q^2)$																									
По кривым для определения нагрева кабелей																									
Для СП по ГОСТ Р 52736- 2007 п.6.4 таблица 17																									
По каталогу																									
Для РУ-10кВ - двух фазный ток К.З.																									

3 Технологические решения

3.1 Реконструкция ОРУ-110 кВ

В соответствии с заданием на проектирование (Приложение А), на тяговой подстанции 75 км предусматривается сооружение нового ОРУ-110 кВ взамен существующего. ОРУ-110 кВ выполняется по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий».

В связи с действием на момент проектирования запрета Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» от 04.10.2018 г. № исх-8074/ТЭ на применение вакуумных выключателей 110-220 кВ (Приложение Г), при техническом перевооружении ОРУ-110 кВ на ПС-497 применены элегазовые выключатели.

Производится замена двух силовых трансформаторов 110/10 кВ на трансформаторы мощностью 16000 кВ·А с переустройством маслоприёмников. Мощность трансформаторов определена тяговыми и электрическими расчётами, выполненными в составе титула «Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА» Октябрьской железной дороги».

Выполняется реконструкция заземляющего устройства, систем освещения и молниезащиты открытой части тяговой подстанции.

Кабели вторичной коммутации по открытой части тяговой подстанции прокладываются в железобетонных лотках.

Для возможности установки и ввода в работу нового секционного выключателя на первом этапе реализации инвестиционного проекта, предусматривается выделение пяти этапов реконструкции объекта в целом.

Этап 1: На свободном месте ОРУ-110 кВ выполняется строительство 1 С 110 кВ, 2 С 110 кВ и установка трансформатора Т-2.

Выполняется строительная часть и установка оборудования 1 С 110 кВ, 2 С 110 кВ:

– блок разъединителя ЛР 110 ЛПл-2 типа РГП.2-110.II/1000 УХЛ1 с двигательным приводом типа ПД-14-00 главных ножей и приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей с трансформаторами тока ТТ 110 ЛПл-2 типа ТОГФ-110 УХЛ1;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Этап 1: На свободном месте ОРУ-110 кВ выполняется строительство 1 С 110 кВ, 2 С 110 кВ и установка трансформатора Т-2.
8904-004-ПЗ									Лист
									41

– блоки разъединителей ШР 1 С 110, ШР 2 С 110, , РП-1 110, РП-2 110 типа РГП.1а-110.II/1000 УХЛ1 с ручными приводами типа ПРГ-6-00 главных ножей и приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей;

– блоки трансформаторов тока ТТ-1 110 РП, ТТ-2 110 РП типа ТОГФ-110 УХЛ1;

– блок трансформатора напряжения ТН-1 110 типа НАМИ-110 УХЛ1 с разъединителем РТН-1 110 типа РГП.1а-110.II/1000 УХЛ1 с ручными приводами типа ПРГ-6-00 главных ножей, приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей и ограничителями перенапряжений ОПН 110 ТН-1 типа ОПН-П1-110/83/10/3II УХЛ1;

– блок трансформатора напряжения ТН-2 110 типа НАМИ-110 УХЛ1 с разъединителем РТН-2 110 типа РГП.1а-110.II/1000 УХЛ1 с ручными приводами типа ПРГ-6-00 главных ножей, приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей и ограничителями перенапряжений ОПН 110 ТН-2 типа ОПН-П1-110/83/10/3II УХЛ1;

– блок секционного выключателя СВ 110 типа ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1 с разъединителями СР-1 110, СР-2 110 типа РГП.2-110.II/1000 УХЛ1 с ручными приводами типа ПРГ-6-00 главных ножей, приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей и трансформаторами тока ТТ-1 110 СВ 110, ТТ-2 110 СВ типа ТОГФ-110 УХЛ1;

– блок разъединителя ШР 110 Т-2 типа РГП.2-110.II/1000 УХЛ1 с ручными приводами типа ПРГ-6-00 главных ножей и приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей;

– блок выключателя В 110 Т-2 типа ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1 с трансформаторами тока 1ТТ 110 Т-2 и 2ТТ 110Т-2 типа ТОГФ-110 УХЛ1;

– блок ОПН 110 Т-2 типа ОПН-П1-110/83/10/3II УХЛ1;

– понижающий трансформатор Т-2 типа ТДН-16000/110/10 У1;

– блок заземлителя нейтрали ЗОН 110 Т-2 типа ЗОН-110Б-II УХЛ1 с двигателем приводом типа ПД-14-01 УХЛ1, ограничитель перенапряжений ОПНН 110 Т-2 типа ОПННП-110/60/10/550 УХЛ1;

– разъединитель РШМ2-10 типа РГП2-35/1000 УХЛ1;

– ограничители перенапряжений ОПН Т2-10 типа ОПН-П-10 УХЛ1;

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							42

– блок разъединителя ШР 110 Т-1 типа РГП.2-110.II/1000 УХЛ1 с ручными приводами типа ПРГ-6-00 главных ножей и приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей.

Выполняется монтаж шинного моста 10 кВ трансформатора Т-2.

Ошиновка первой секции шин существующего ОРУ-110 кВ соединяется гибкими связями с ошиновкой 1 С 110 нового КМОРУ-110 кВ через установленный разъединитель ШР 110 Т-1.

Выполняется монтаж ошиновки ОРУ-110 кВ, установка приёмного портала и переустройство захода от существующей концевой опоры отпайки ВЛ-110 кВ Полянская-2 на вновь смонтированный разъединитель ЛР 110 ЛПл-2.

Вводится в работу вновь смонтированные 1 С 110, 2 С 110 и понижающий трансформатор Т-2.

Транзит между линиями «Полянская-1» и «Полянская-2» осуществляется через шины и секционную перемычку существующего ОРУ-110 кВ, шины и секционный выключатель 110 кВ нового КМОРУ-110 кВ.

Этап 2: Организуется подключение нового КМОРУ-110 кВ к линии «Полянская-1».

Выводится из работы нулевой пролет ВЛ «Полянская-2». Провода демонтируются.

Выполняется установка:

– блока разъединителя ЛР 110 ЛПл-1 типа РГП.2-110.II/1000 УХЛ1 с двигательным приводом типа ПД-14-00 главных ножей, приводами типа ПРГ-6-01 заземляющих ножей, с трансформаторами тока ТТ 110 ЛПл-1 типа ТОГФ-110 УХЛ1;

– трех блоков шинных опор ШОП-110-3 УХЛ1.

Выполняется подключение 1 С 110 нового КМОРУ-110 кВ к существующему нулевому пролету ВЛ «Полянская-1».

Гибкие связи между новым КМОРУ-110 кВ и существующим ОРУ-110 кВ демонтируются.

Транзит между линиями «Полянская-1» и «Полянская-2» осуществляется через шины и секционный выключатель 110 кВ нового КМОРУ-110 кВ.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		8904-004-ПЗ		Лист
												43

Первая секция существующего ОРУ-110 кВ выводится из работы.

Этап 3: Установка и ввод в работу трансформатора Т-1.

Выполняется демонтаж существующего приёмного портала захода ВЛ-110 кВ «Полянская-2» и порталов 1 секции шин существующего ОРУ-110 кВ, демонтаж трансформатора Т-1.

После демонтажа оборудования и фундаментов первой секции ОРУ-110 кВ, выполняется установка оборудования ввода 110 кВ понижающего трансформатора Т-1:

- блок выключателя В 110 Т-1 типа ВГТ-110 III-40/2000 УХЛ1 с трансформаторами тока 1ТТ 110 Т-1 и 2ТТ 110Т-1 типа ТОГФ-110 УХЛ1;
- блок ОПН 110 Т-1 типа ОПН-П1-110/83/10/3II УХЛ1;
- понижающий трансформатор Т-1 типа ТДН-16000/110/10 У1;
- блок заземлителя нейтрали ЗОН 110 Т-1 типа ЗОН-110Б-II УХЛ1 с двигателем типа ПД-14-01 УХЛ1, ограничитель перенапряжений ОПНН 110 Т-1 типа ОПННП-110/60/10/550 УХЛ1;
- разъединитель РШМ1-10 типа РГП2-35/1000 УХЛ1;
- ограничители перенапряжений ОПН Т1-10 типа ОПН-П-10 УХЛ1.

Выполняется монтаж шинного моста 10 кВ трансформатора Т-1.

Установленное оборудование вводится в работу.

Этап 4: Вывод из работы второй секции шин ОРУ-110 кВ.

Вторая секция существующего ОРУ-110 кВ выводится из работы.

Выполняется демонтаж существующих порталов 2 секции шин существующего ОРУ-110 кВ, кроме приёмного портала захода ВЛ-110 кВ «Полянская-1», демонтаж трансформатора Т-2.

После демонтажа оборудования и фундаментов второй секции ОРУ-110 кВ, выполняется установка нового портала ввода ВЛ-110 кВ «Полянская-1».

Этап 5: Организация нового нулевого пролета ВЛ «Полянская-1».

Выполняется демонтаж существующего приёмного портала захода ВЛ-110 кВ «Полянская-1».

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	
8904-004-ПЗ									Лист
									44

Производится монтаж ошиновки 110 кВ между новым приёмным порталом захода ВЛ-110 кВ «Полянская-1» и существующей концевой опоры отпайки ВЛ-110 кВ «Полянская-1».

Схема главных электрических соединений ОРУ-110 кВ и вводов в ЗРУ-10 кВ и планы расположения оборудования ОРУ-110 кВ тяговой подстанции на этапах реконструкции представлены на рисунках 1 - 6, соответственно.

3.2 Заземление ОРУ-110 кВ

Для заземления ОРУ-110 кВ, понижающих трансформаторов, мачт освещения и молниеприёмников выполняется новый заземляющий контур, состоящий из горизонтальных заземлителей, выполненных из стальной полосы горячего цинкования размерами 5х40 мм², В углах контура забиваются вертикальные электроды, из стального уголка горячего цинкования размерами поперечного сечения 63х63х6 мм, длиной 3,5 м. Новый заземляющий контур соединяется с существующим заземляющим устройством подстанции не менее, чем в четырёх местах.

Горизонтальные заземлители прокладываются на глубине 0,7 м.

Выводы заземления вновь установленного оборудования, а также металлоконструкции опор под оборудование соединяются с существующим контуром заземления открытой части тяговой подстанции стальной оцинкованной полосой размерами 5х40 мм² в двух местах.

План заземляющего устройства открытой части тяговой подстанции приведен на рисунке 7.

3.3 Молниезащита открытой части тяговой подстанции

Молниезащита территории тяговой подстанции организована при помощи четырёх молниеприёмников М1 – М4. Молниеприёмник М1 высотой 32 м расположен на установленной по настоящему проекту прожекторной мачте. Молниеприёмник М2 высотой 19 м установлен по настоящему проекту на вводном портале ВЛ 110 кВ Полянская-1. Молниеприёмник М3 высотой 28 м. установлен на существующей прожекторной мачте. Молниеприёмник М4 высотой 32 м расположен на прожекторной

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										45
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

мачте, установленной по проекту «Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА» Октябрьской железной дороги.

План расположения молниеприемников на открытой части тяговой подстанции и зоны молниезащиты на высоте 6, 8, 12 метров представлены на рисунке 8.

3.4 Освещение открытой части тяговой подстанции

Освещение открытой части тяговой подстанции организовано посредством двух прожекторных мачт.

В соответствии с проектом «Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА» Октябрьской железной дороги, для освещения оборудования тяговых блоков и территории у здания подстанции, установлена прожекторная мачта М4 типа ВГМ-30(4)-М2 с тремя прожекторами мощностью 240 Вт типа СКУ 66N–240-001 и одним прожектором мощностью 750 Вт типа СКУ 66N–750-001.

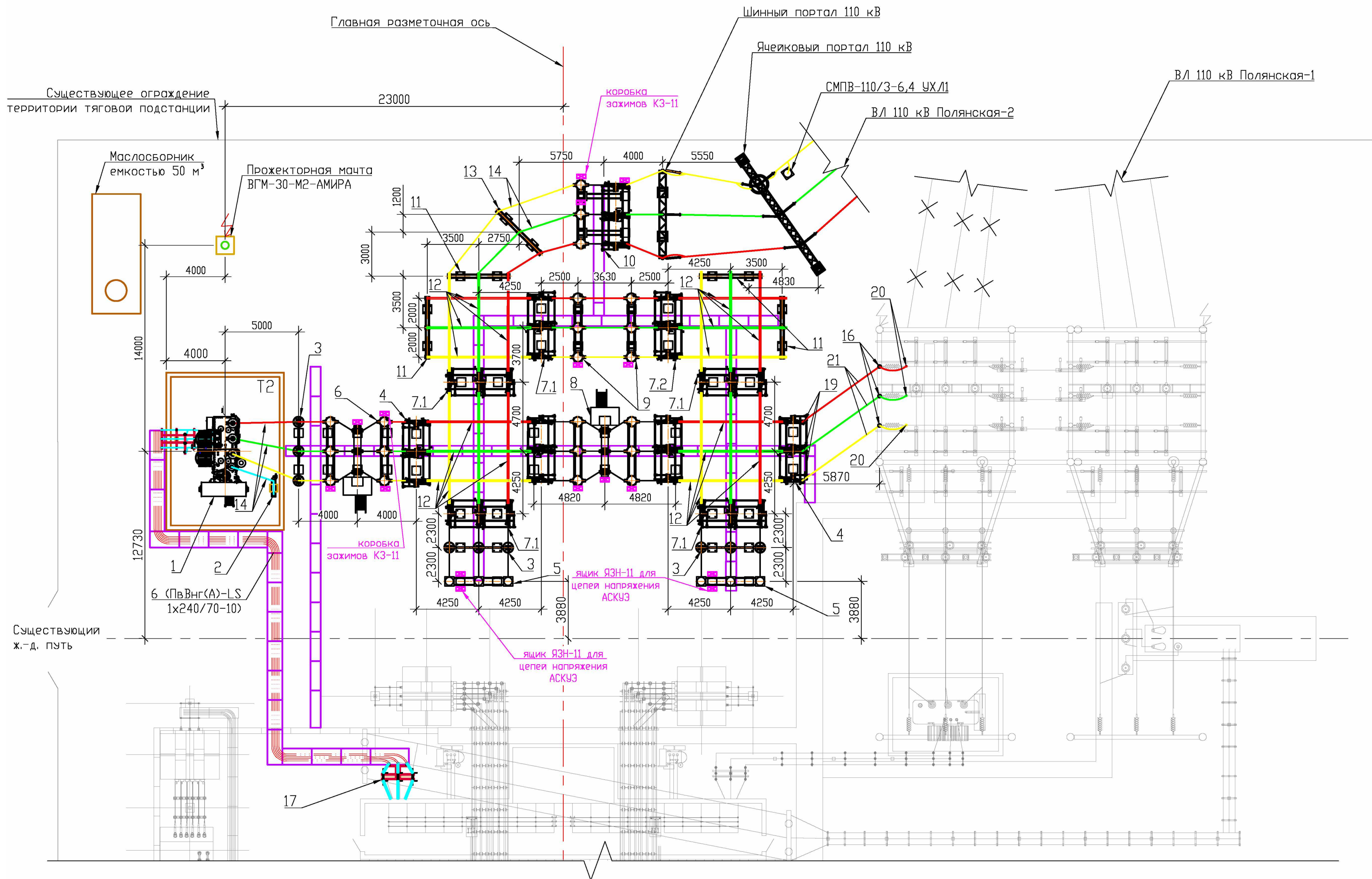
Настоящим проектом для освещения ОРУ 110 кВ тяговой подстанции предусматривается установка прожекторной мачты М1 типа ВГМ-30(3)-М2 высотой 30 м. На мачте установлены три светодиодных прожектора мощностью 720 Вт типа УСС-720 Эксперт S Ультра К1Д NEMA 7 4500 К.

Для подключения прожекторов к питающей сети предусматривается прокладка кабелей 0,4 кВ и подключение их к существующему шкафу собственных нужд переменного тока.

План освещения открытой части тяговой подстанции, представлен на рисунке 9.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	8904-004-ПЗ		Лист
											46

(1 : 200)



1. Утолщенной линией показано новое оборудование и новая ошиновка.
2. Комплект жесткой ошиновки и соединительные шины в блоках поз. 2, 6, 8, 10 входят в поставку КМОРУ-110 кВ.
3. Спецификацию смотреть рисунок 6.

Рисунок 2 – План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

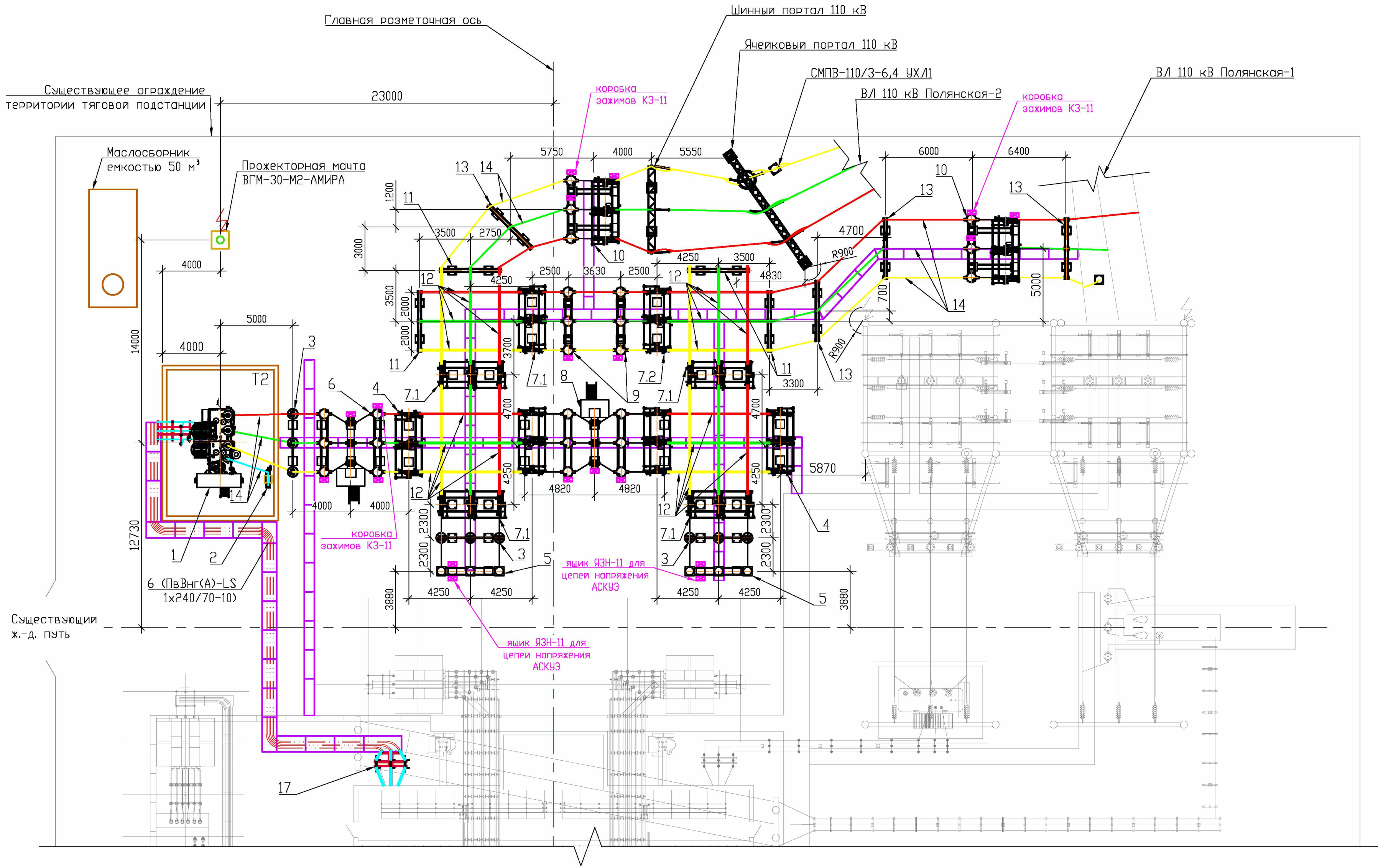
8904-004-ПЗ

Лист

формат ###

8904-005-ЭП_л3_10.dwg 174

План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 2
(1 : 200)



1. Утолщенной линией показано новое оборудование и новая ошиновка.
2. Комплект жесткой ошиновки и соединительные шины в блоках поз. 2, 6, 8, 10 входят в поставки КМОРУ-110 кВ.
3. Спецификацию смотреть рисунок 6.

Рисунок 3 - План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 2

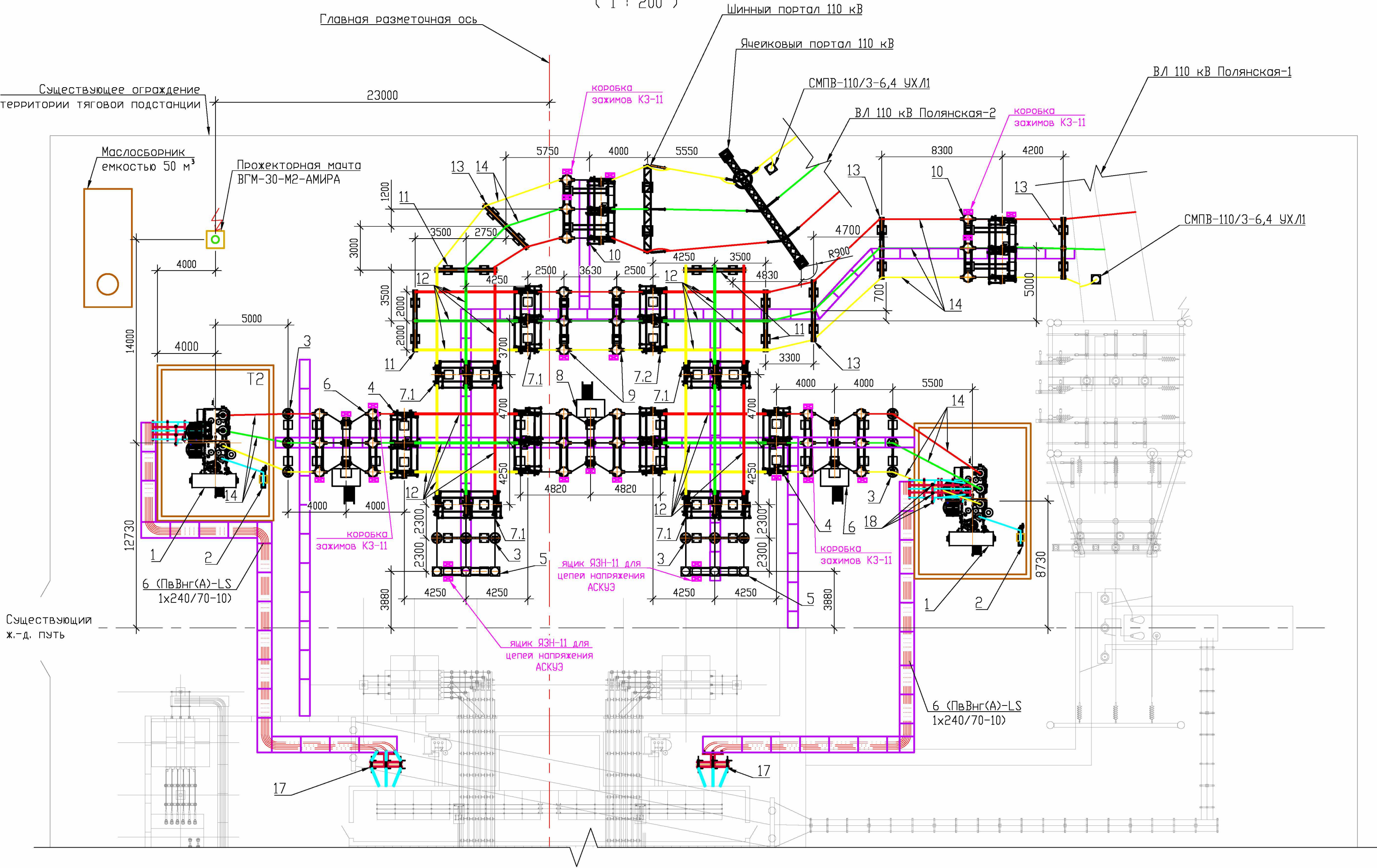
Инв. № инв. №	Взам. инв. №
Подп. и дата	
Изм. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

8904-004-ПЗ

Лист

План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 3
(1 : 200)

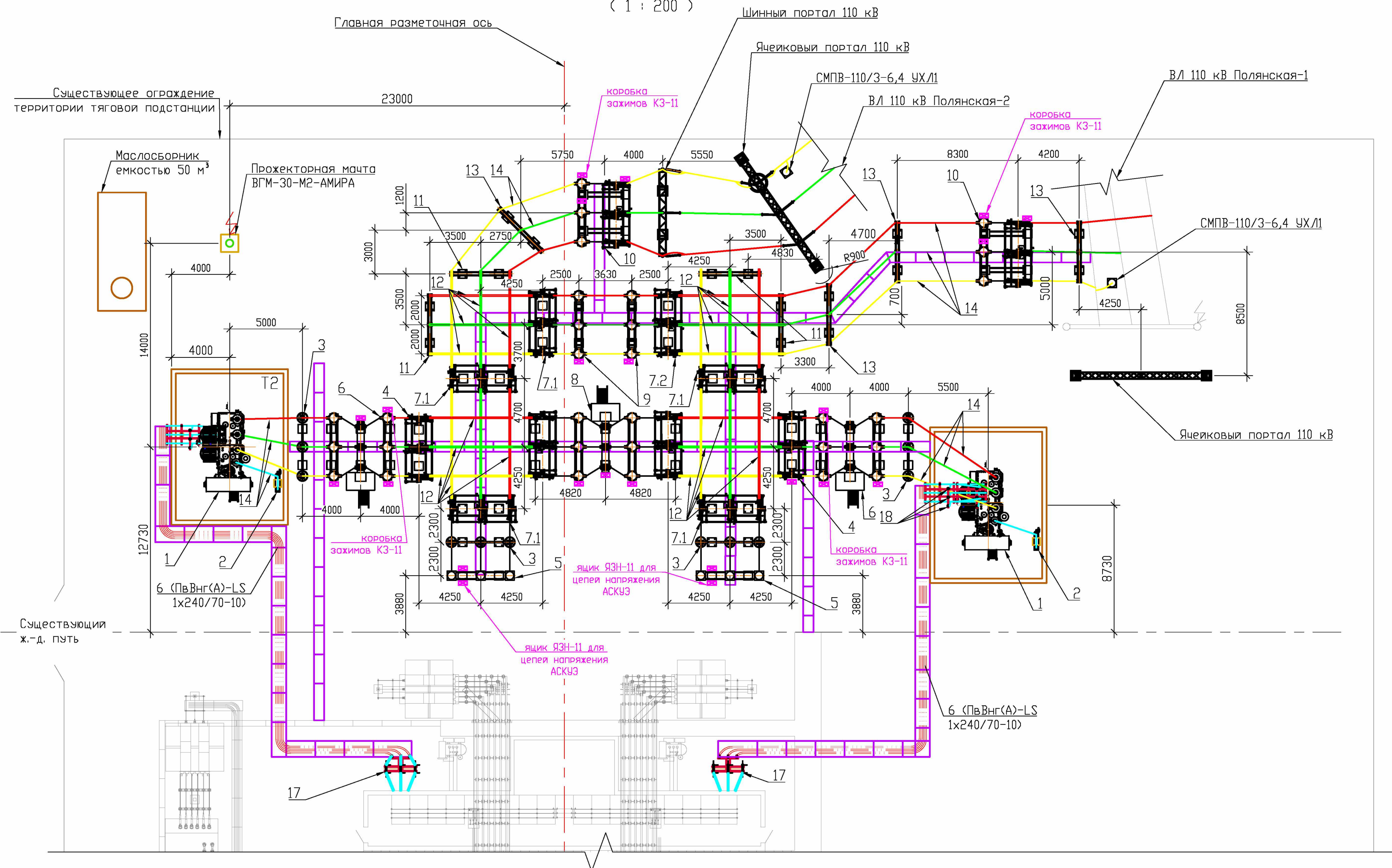


- 1. Утолщенной линией показано новое оборудование и новая ошиновка.
- 2. Комплект жесткой ошиновки и соединительные шины в блоках поз. 2, 6, 8, 10 входят в поставку КМОРУ-110 кВ.
- 3. Спецификацию смотреть рисунок 6.

Рисунок 4 - План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 4
(1 : 200)

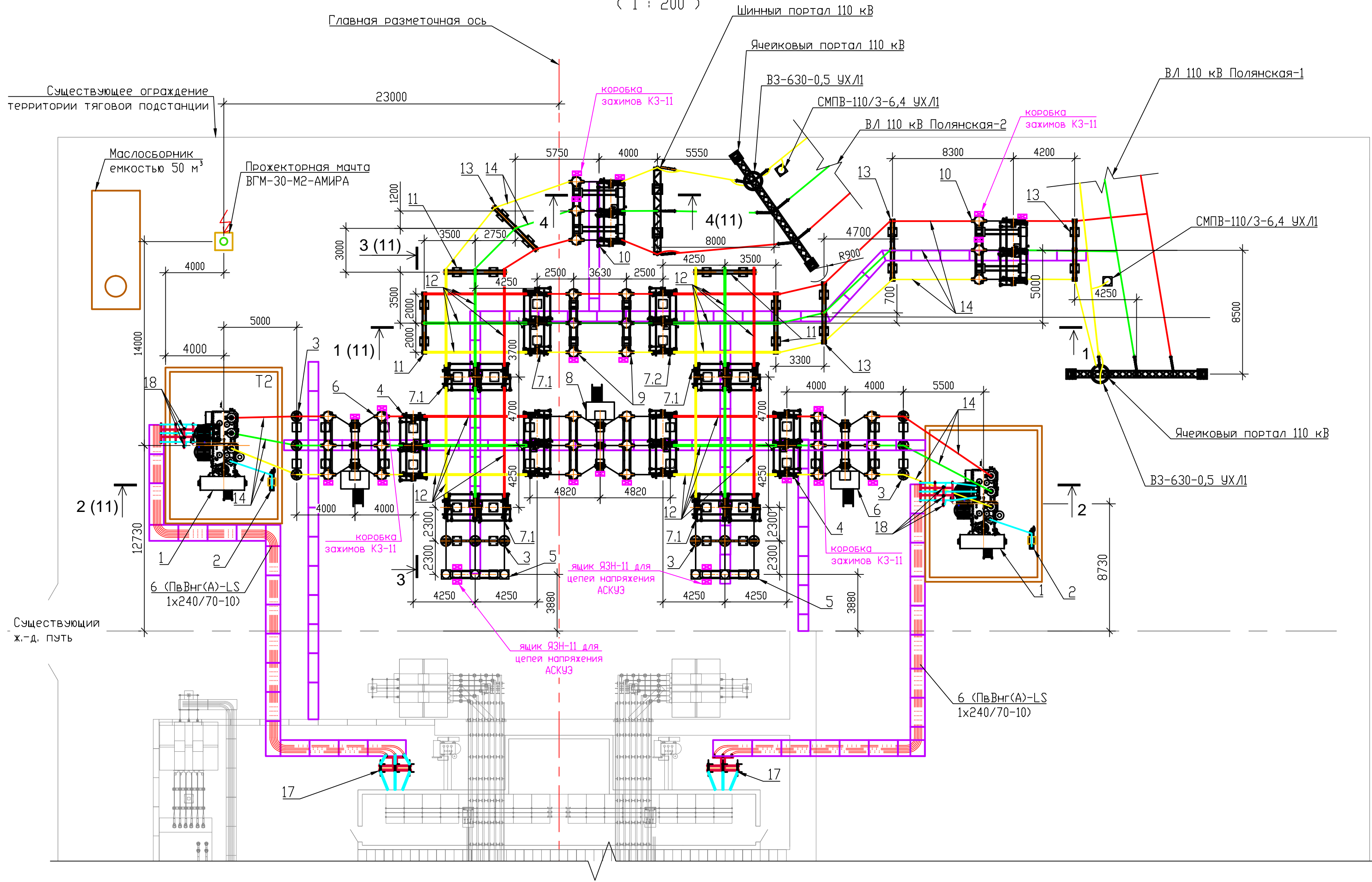


- 1. Утолщенной линией показано новое оборудование и новая ошиновка.
- 2. Комплект жесткой ошиновки и соединительные шины в блоках поз. 2, 6, 8, 10 входят в поставки КМОРУ-110 кВ.
- 3. Спецификацию смотреть рисунок 6.

Рисунок 5 - План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 4

Изм. №	подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 5
(1 : 200)



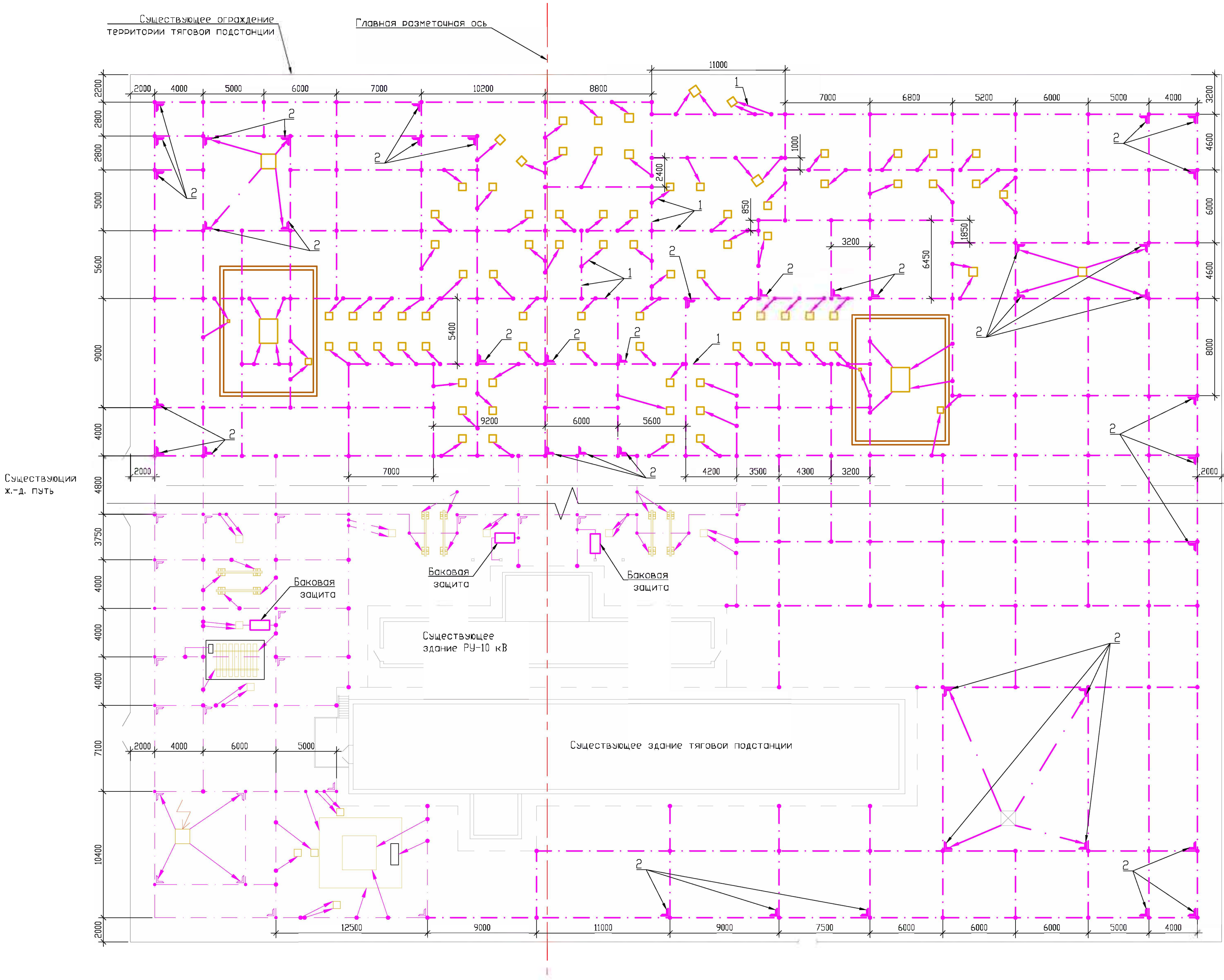
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Приме- чание
1		Трансформатор ТДН-16000/110/10 У1	2		
2		Блок ЗОН и ОПНН	2		
		- ограничитель перенапряжения	1		
		ОПННП-110/60/10/550 УХЛ1			
		- заземлитель ЗР-110 УХЛ1	1		
3		Блок ОПН	4		
		- ограничитель перенапряжения	3		
		ОПН-П1-110/83/10/3II УХЛ1			
4		Блок трехполюсного разъединителя	2		
		- разъединитель трехполюсный	1		
		РГП2-110.II/1000 УХЛ1			
5		Блок трансформатора напряжения	2		
		НАМИ-110 УХЛ1			
6		Блок ТВТ	2		
		- трансформатор тока	3		
		ТОГФ-110 УХЛ1*			
		- выключатель	1		
		ВГТ-110.III-40/2000 УХЛ1*			
		- трансформатор тока	3		
		ТОГФ-110 УХЛ1*			
7.1		Блок трехполюсного разъединителя	5		
		РГП1а-110.II/1000 УХЛ1 с приводом			
		ПРГ-00-6 УХЛ1 для главных ножей			
		и ПРГ-01-6 УХЛ1 для заземляющего			
		ножа			
7.2		Блок трехполюсного разъединителя	1		
		РГП1а-110.II/1000 УХЛ1 с приводом			
		ПД-14 УХЛ1 для главных ножей			
		и ПРГ-01-6 УХЛ1 для заземляющего			
		ножа			
8		Блок секционного выключателя	1		
		- разъединитель трехполюсный	2		
		РГП2-110.II/1000 УХЛ1			
		- трансформатор тока	6		
		ТОГФ-110 УХЛ1*			
		- выключатель	1		
		ВГТ-110.III-40/2000 УХЛ1*			
9		Блок трансформаторов тока	2		
		- трансформатор тока	3		
		ТОГФ-110 УХЛ1*			
10		Блок цепи линии РТт	2		
		- разъединитель трехполюсный	1		
		РГП2-110/1000 УХЛ1			
		- трансформатор тока	3		
		ТОГФ-110 УХЛ1*			
11		Блок опорных изоляторов	4		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Приме- чание
12		Жесткая ошиновка	8		комплект
13		Блок шинных опор ШОП-110-3УХЛ1	4		
14		Провод АС 185/24 ГОСТ 839-80	485		м
15		Натяжная изолирующая подвеска	12		
		110 кВ			
16		Подвесная изолирующая подвеска	10		
		110 кВ			
17		Разъединитель трехполюсный	2		
		РГП2-35/1000 УХЛ1			
18		Ограничитель перенапряжения	6		
		ОПН-П-10 УХЛ1			
19		Захим аппаратный прессуемый	3		
		A2A-150T-3T			
20		Захим ответвительный P0A-150-1	3		
21		Провод АС 150/24 ГОСТ 839-80	90		м

- Утолщенной линией показано новое оборудование и новая ошиновка.
- Комплект жесткой ошиновки и соединительные шины в блоках поз. 2, 6, 8, 10 входят в поставку КМОРУ-110 кВ.

Рисунок 6 - План расположения оборудования ОРУ 110 кВ. Этап 5

План заземления открытой части тяговой подстанции
(1 : 200)



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
1		Полоса стальная горячекатаная ОН 5x40 ГОСТ 103-2006 оцинкованная	1965		м
2		Уголок стальной горячекатаный 63х63х6 L=3500 мм ГОСТ 8509-93 оцинкованный	43		

Условные обозначения :

- Заземлитель вертикальный, уголок горячекатаный 63х63х6 длиной 3,5 м оцинкованный
- Заземлитель вертикальный, уголок 63х63х6 длиной 3,5 м, выполненный по титулу "Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА" Октябрьской железной дороги.
- Заземлитель горизонтальный (глубина заложения 0,7 м), полоса стальная горячекатаная ОН 5х40 оцинкованная
- Заземление металлоконструкции опор, полоса стальная горячекатаная ОН 5х40 оцинкованная
- Контур заземления, выполненный по титулу "Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА" Октябрьской железной дороги.
- Существующий внешний контур заземления здания тяговой подстанции и здания РУ 10 кВ

Расчет контура заземления открытой
части тяговой подстанции :

На тяговой подстанции сопротивление контура заземления Rз должно быть не более 0,5 Ом.
Исходные данные для расчета:

- расчетное удельное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей с учетом сезонного коэффициента Kс=3,5 - P=204*3,5=714 Ом*м (влажный песок);
- расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей с учетом сезонного коэффициента Kс=1,25 - P=150*1,25=187,5 Ом*м (известняк обводненный);
- длина соединительных полос контура заземления L=2600 м;
- ширина полосы B=0,04 м;
- глубина заложения T=0,7 м;
- длина вертикальных заземлителей из угловой стали Lз=3,5 м;
- ширина полки вертикальных заземлителей из угловой стали Bз=0,063 м;
- глубина заложения вертикального заземлителя, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя t=2,45 м.

Расчетное сопротивление горизонтальных заземлителей:

$$R_r = \frac{0,366 \cdot P}{L} \cdot \lg \frac{2 \cdot L^2}{B \cdot T} = \frac{0,366 \cdot 714}{2600} \cdot \lg \frac{2 \cdot 2600^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,868 \text{ Ом}$$

Коэффициент использования полос в контуре: η принимаем равным 0,8

Общее сопротивление сетки полос:

$$R = \frac{R_r}{\eta} = \frac{0,868}{0,8} = 1,085 \text{ Ом}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{нз}} = \frac{R \cdot R_z}{R - R_z} = \frac{1,085 \cdot 0,5}{1,085 - 0,5} = 0,927 \text{ Ом}$$

Принимаем заземлители из угловой стали 63х63х6 длиной 3,5 м.

Сопротивление растеканию тока одного уголка:

$$R_{\text{зо}} = \frac{0,366 \cdot P}{L_z} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_z}{0,95 \cdot B_z} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t \cdot L_z}{4 \cdot t \cdot L_z} \right)$$
$$R_{\text{зо}} = \frac{0,366 \cdot 187,5}{3,5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3,5}{0,06} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,45 \cdot 3,5}{4 \cdot 2,45 \cdot 3,5} \right) = 43,7 \text{ Ом}$$

Необходимое количество вертикальных заземлителей :

$$n = \frac{R_{\text{зо}}}{R_{\text{нз}}} = \frac{43,7}{0,927 \cdot 0,75} = 62,86 \text{ шт.}$$

где nз - коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Принимаем количество заземлителей 63 шт.

Фактическое сопротивление заземлителей:

$$R_{\text{фз}} = \frac{R_{\text{зо}}}{n \cdot n_z} = \frac{43,7}{63 \cdot 0,75} = 0,925 \text{ Ом}$$

Сопротивление контура подстанции:

$$R_{\text{па}} = \frac{R \cdot R_{\text{фз}}}{R + R_{\text{фз}}} = \frac{1,085 \cdot 0,925}{1,085 + 0,925} = 0,499 \text{ Ом}$$

0,499 Ом < 0,5 Ом, что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

- Утолщенная линия показан новый контур заземления, тонкая линия показан существующий контур заземления открытой части тяговой подстанции.
- Заземление выполняется в соответствии с требованиями "Инструкция по заземлению устройств электрооборудования на электрифицированных железных дорогах" (ОЗ-191 от 10.06.93 г.). Сопротивление внешнего контура заземления должно быть не выше 0,5 Ом.
- Новый искусственный заземлитель, выполняется в виде горизонтальной сетки и собирается из стальных полос горячекатаных 5х40 оцинкованных, прокладываемых на глубине 0,7 м, и вертикальных электродов из угловой стали горячекатаных 63х63х6 длиной 3,5 м оцинкованных (верх на глубине 0,7 м). Полосы укладываются в грунт на ребро и соединяются между собой вертикальными электродами посредством сварки по ГОСТ 5264-80. Сварку производить внахлестку. Длина сварного шва должна быть равна двояной ширине полос. Для защиты от коррозии сварные швы покрыть цинком. Сварные швы, расположенные в земле, покрыть битумом.
- Заземляющие проводники выполняются из стальной полосы горячекатаной 5х40 оцинкованной, прокладываемой на глубине 0,3 м. Места сварки заземляющих проводников и металлоконструкций заземляемых элементов должны быть видными. Каждая заземляемая элемент присоединяется к заземлителю отдельным проводником в двух местах.
- К искусственному заземлителю присоединяются все металлоконструкции для установки оборудования.
- Новый контур заземления соединить с существующим контуром заземления минимум в четырех местах.

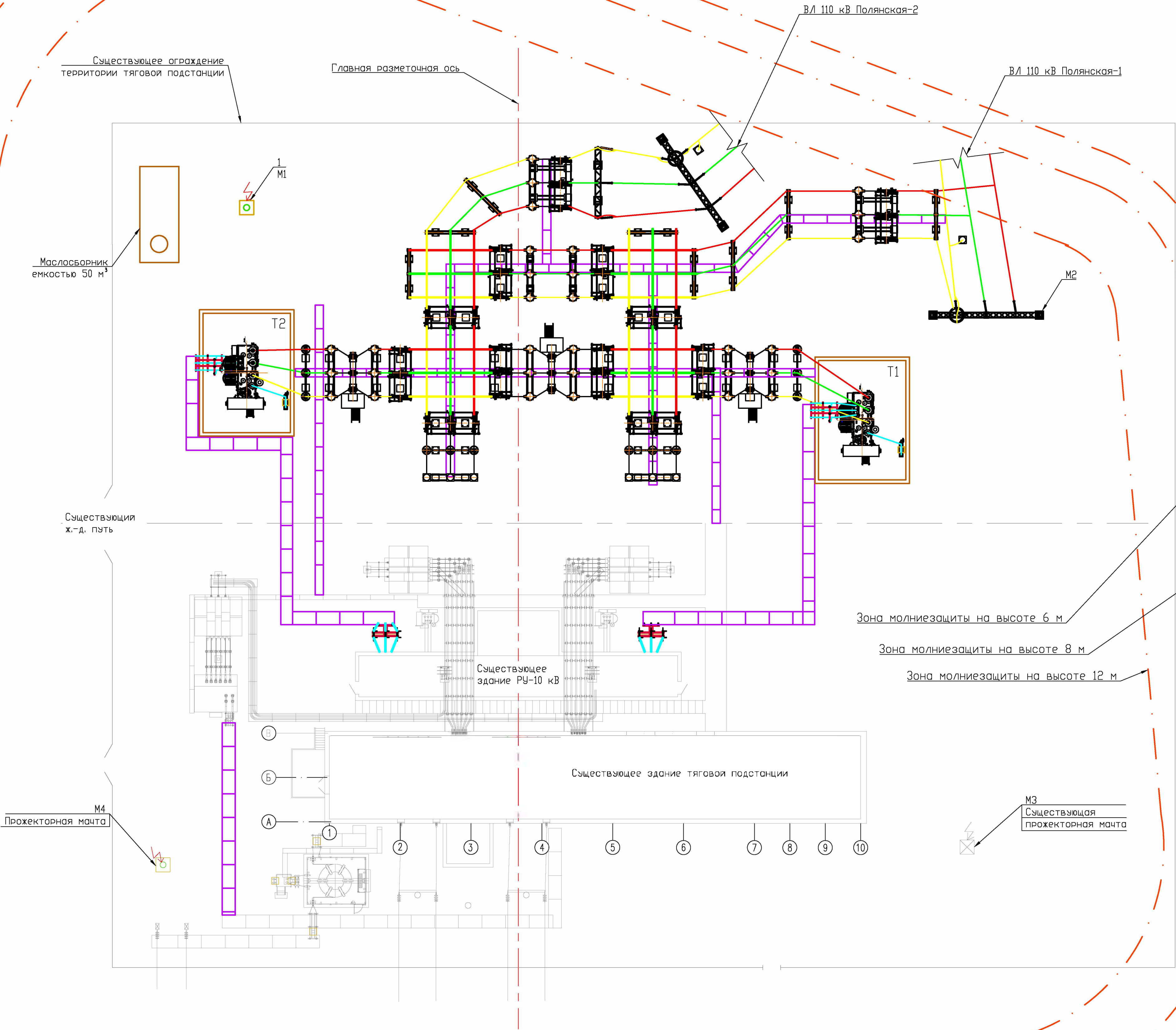
Рисунок 7 - План заземления открытой части тяговой подстанции

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

8904-004-ПЗ

План молниезащиты открытой части тяговой подстанции
(1 : 200)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
1		Проекторная мачта высотой 30 м	1		
		ВГМ-30-М2-АМИРА			
		с молниеприемником и тремя			
		светодиодными прожекторами			



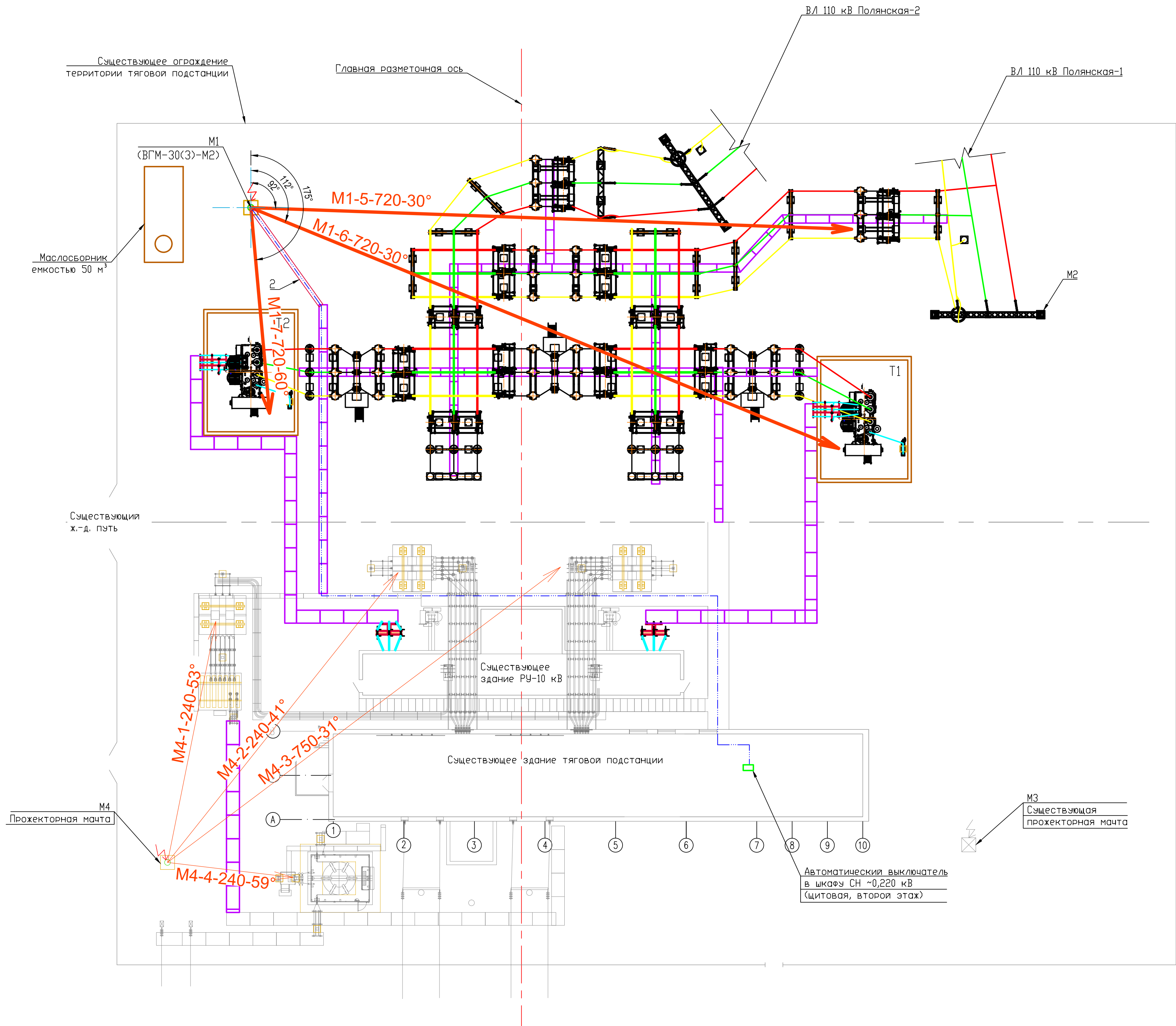
Расчет зон молниезащиты

Обозначение на плане	Высота молниеприемника	Высота зоны молниезащиты h_x , м				Зона защиты на уровне земли, м		Зона защиты на уровне 6 м $r_x=1,2 \cdot (h - h_x/0,85)$, м	Зона защиты на уровне 8 м $r_x=1,2 \cdot (h - h_x/0,85)$, м	Зона защиты на уровне 12 м $r_x=1,2 \cdot (h - h_x/0,85)$, м
		$h_p=0,85 \cdot h$	$r_p=1,2 \cdot h$			$h_p=0,85 \cdot h$	$r_p=1,2 \cdot h$			
M1	32	6.0	8	12		27.2	38.4	29.93	27.11	21.46
M2	19	6.0	8	12		16.4	23.2	14.75	11.93	6.28
M3	28	6.0	8	12		23.8	33.6	25.13	22.31	16.66
M4	32	6.0	8	12		27.2	38.4	29.93	27.11	21.46

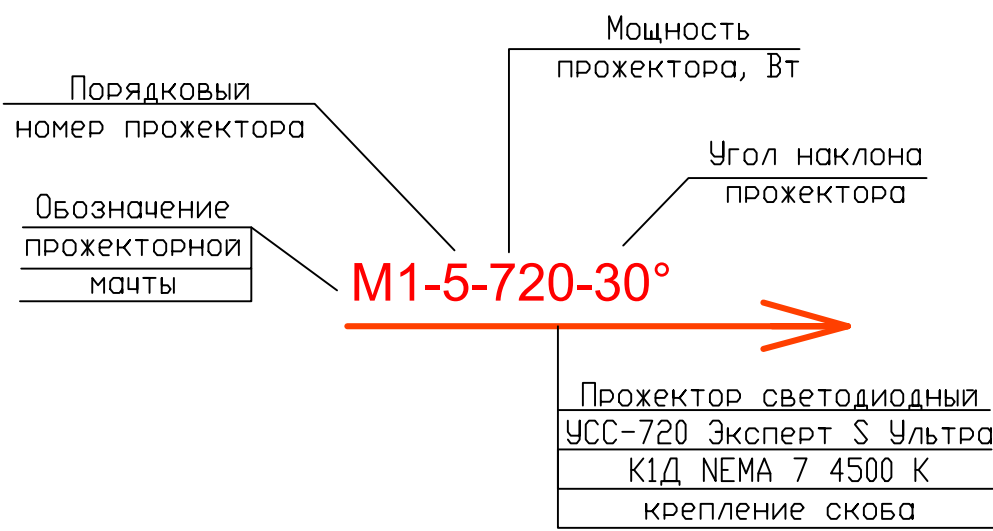
Проекторная мачта М4 устанавливается по титулу "Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА" Октябрьской железной дороги.

Рисунок 8 - План молниезащиты открытой части тяговой подстанции

План освещения открытой части тяговой подстанции
(1 : 200)



Условные обозначения:



Потери U до щитка, %	Установленная мощность, кВт	Расчетная нагрузка, кВт - Расчетный ток, А - Длина участка, м - Момент нагрузки, кВт·м - Марка, сечение проводника	Источник питания	Обозначение мачты на плане
		Способ прокладки		
0,71	2,160	0,72 - 6,82 - 95 - 71,25 - ВВГнг(А)-LS 5x16-0,66 В трубе- 10 м; в канале- 72 м; по конструкции-13 м;	СН ~220	M1

Ориентировка осветительных приборов на прожекторной мачте M1

N Мачты	N Про - жектора	Наименование прожектора	Номинальная мощность	Угол наклона
M1	M1-5	УСС-720 Эксперт S	720 Вт	30
		Ультра К1Д NEMA 7 4500 K крепление скоба		
	M1-6	УСС-720 Эксперт S	720 Вт	30
		Ультра К1Д NEMA 7 4500 K крепление скоба		
	M1-7	УСС-720 Эксперт S	720 Вт	30
		Ультра К1Д NEMA 7 4500 K крепление скоба		

- Подход питающей линии к мачте выполнить силовым кабелем 0,66 кВ марки ВВГнг(А)-LS 5x16мс.
- Около прожекторной мачты кабель проложить в металлической трубе в земле на протяжении не менее 10 м (ПУЭ п.4.2.14).
- В местах ввода кабелей в кабельный канал или в здание подстанции броня кабеля и металлическая труба должны быть соединены с контуром заземления подстанции.
- Прожекторная мачта М4 устанавливается по титулу "Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА" Октябрьской железной дороги.

Рисунок 9 - План освещения открытой части тяговой подстанции

4 Собственные нужды переменного и постоянного тока

Для питания цепей собственных нужд постоянного тока используются существующие источники.

Для питания цепей переменного тока 230 В на тяговой подстанции имеются два трансформатора собственных нужд ТСН1 и ТСН2 мощностью 320 кВ·А типа ТМ-320/10/0,23.

Шкафы собственных нужд постоянного и переменного тока расположены в щитовой, на втором этаже здания подстанции. Контактторы ТСН1 (2) расположены на первом этаже.

Для питания цепей собственных нужд постоянного тока 110 В на тяговой подстанции 75 км, в здании, в специально оборудованном помещении организована аккумуляторная батарея, состоящая из герметичных аккумуляторов типа OPzS-200 «Норреске». Емкость аккумуляторной батареи 200 А·ч.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										56
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5 Автоматика и защита присоединений тяговой подстанции

Релейная защита и автоматика ОРУ-110 кВ тяговой подстанции 75 км запроектирована в объеме, предусмотренном разделом 3 ПУЭ и действующими директивными указаниями, и выполняется на базе микропроцессорных защит.

Схемы управления и автоматики присоединений ОРУ-110 кВ и схемы защит понижающих трансформаторов выполняются на базе микропроцессорных устройств релейной защиты типа TOP 300, производства НТЦ «Релематика».

На понижающих трансформаторах предусматриваются следующие защиты:

- от внутренних повреждений – дифференциальная токовая и газовая;
- от внешних коротких замыканий и для резервирования газовой и дифзащиты – максимальная токовая с выдержкой времени на каждой обмотке трансформатора;
- от перегрузки – максимальная токовая с действием на сигнал;
- от застревания устройства РПН.

В терминалах управления выключателями 110 кВ реализованы следующие функции защит выключателя:

- контроль целостности цепей управления;
- защита электромагнитов включения и отключения от длительного протекания тока;
- контроль затягивания включения и отключения выключателя.

В проекте предусмотрены кабели типа КВВГЭнг(А)-LS, КВВГнг(А)-LS и ВВГнг(А)-LS с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности, не распространяющие горение.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист	
							57	
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

6 АСУ ТП

Тяговая подстанция 75 км по телемеханическому управлению входит в 1-ый энергодиспетчерский круг ЭЧ-14 Мгинской дистанции электроснабжения с системой телемеханики АСТМУ.

Для управления присоединениями ОРУ-110 кВ и сбора телеинформации с микропроцессорных устройств релейной защиты типа TOP-300 (ОРУ-110 кВ), на тяговой подстанции предусмотрен шкаф КП-С, производства ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО».

Шкаф КП-С запроектирован по титулу "Тяговая подстанция 75 км. Замена ПВА" Октябрьской железной дороги.

Микропроцессорные устройства TOP-300 подключаются к шкафу КП-С по интерфейсу RS-485.

Для обмена данными между шкафом КП-С и микропроцессорными устройствами TOP-300 используется протокол связи МЭК 60870-5-103.

Передача данных на диспетчерский пункт Мгинской дистанции электроснабжения выполняется по каналу СПД.

На энергодиспетчерском пункте Мгинской дистанции электроснабжения выполняется модернизация программного обеспечения.

В проекте предусмотрены кабели с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности, не распространяющие горение типа КВВГнг(A)-LS и ВВГнг(A)-LS.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						8904-004-ПЗ		Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			58

7 Учёт электроэнергии

В связи с полной заменой оборудования ОРУ-110 кВ и силовых понижающих трансформаторов на тяговой подстанции 75 км выполняется модернизация автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ на стороне питающего напряжения 110 кВ и вводах 10 кВ (на питающих линиях ЛПл1-110, ЛПл2-110, на понижающих трансформаторах Т1-110, Т2-110, и вводах 10 кВ ВВ1-10, ВВ2-10).

На вводах 10 кВ предусматривается замена трансформаторов тока на ТТ типа ТОЛ-НТЗ-10 У2, с обмоткой для учета электроэнергии класса точности 0,2S мощностью 30 В·А, и замена счетчика на счетчик типа А1805-RALXQVP4GBDWGS4. Существующие трансформаторы напряжения типа 3×ЗНОЛ.06-10 класса точности 0,2S неменяются. Схема подключения ТН 10 кВ выполнена с обеспечением АВР.

Для передачи данных со счётчиков на верхний уровень СПД ОАО «РЖД» на тяговой подстанции 75 км в щитовой здания установлен коммуникационный шлюз ШК- 2 ТП.

ИИК точек учёта электроэнергии ОРУ-110 кВ организуется при помощи новых трансформаторов тока типа ТОГФ-110 УХЛ1*, установленных на новых конструкциях, с классом точности обмотки для учёта электроэнергии 0,2S (0,5S), новых трансформаторов напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 с обмоткой для учёта класса точности 0,2 и статических счётчиков электрической энергии типа А1802-RALXQVP4GBDWGS4 класса точности 0,2S, устанавливаемых в существующий шкаф учета в щитовой здания подстанции. Для подключения эталонного счетчика, на всех присоединениях ИИК включение счетчиков выполняется через испытательную клеммную коробку (ИКК). Схема подключения ТН 110 кВ выполнена без АВР.

Все применяемые трансформаторы тока и трансформаторы напряжения входят в Госреестр РФ.

До момента ввода в эксплуатацию АИИС КУЭ, должна быть проведена метрологическая поверка компонентов ИИК.

Информация от счётчиков через устройства сбора данных по выделенному каналу поступает в диспетчерский центр «Трансэнерго» Октябрьской ж.д.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист	
								59

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист	
								59

Схема учета электроэнергии тяговой подстанции представлена на рисунке 1 «Схема главных электрических соединений и учета электроэнергии ОРУ 110 кВ и вводов 10 кВ».

Для исключения бесконтрольного учета электроэнергии на границе балансового раздела в переходный период технического перевооружения тяговой подстанции 75 км, проектом предусматривается этапность модернизации системы АИИС КУЭ ОРУ-110 кВ.

На первом этапе после установки 1 С 110 кВ, 2 С 110 кВ нового КМОРУ-110 кВ и трансформатора Т-2, в существующем шкафу учета на свободном месте устанавливаются новые счетчики ИИК ЛПл2-110, Т2-110. Выполняются электрические соединения токовых цепей и цепей напряжения ИИК. Новые счетчики включаются в существующую систему АИИС КУЭ ТП 75 км. Выполняется метрологическая поверка компонентов ИИК. Новые точки учета вводятся в работу.

Перемонтаж нулевого пролета от опоры ЛЭП с существующего приемного портала ВЛ-110 кВ Полянская-2 на вновь смонтированный портал осуществляется в технологическое окно. После подачи напряжения 110 кВ, учет электроэнергии на границе балансового раздела будет осуществляться через новый ИИК ЛПл2-110 и существующий ИИК ЛПл1-110. Транзит между линиями «Полянская-1» и «Полянская-2» осуществляется через шины и секционную перемычку существующего ОРУ-110 кВ, шины и секционный выключатель 110 кВ нового КМОРУ-110 кВ.

На втором этапе после установки блока разъединителя ЛР 110 ЛПл-1 с трансформаторами тока ТТ 110 ЛПл-1, в существующем шкафу учета демонтируется старый счетчик ИИК ЛПл2-110, на его место устанавливаются новый счетчик ИИК ЛПл1-110. Выполняются электрические соединения токовых цепей и цепей напряжения ИИК. Новый счетчик включается в существующую систему АИИС КУЭ ТП 75 км. Выполняется метрологическая поверка компонентов ИИК. Новая точка учета вводится в работу.

Подключение 1 С 110 нового КМОРУ-110 кВ к существующему нулевому пролету ВЛ «Полянская-1» осуществляется в технологическое окно. После подачи напряжения 110 кВ, учет электроэнергии на границе балансового раздела будет осуществляться через новые ИИК ЛПл2-110, ЛПл1-110 и существующий ИИК ЛПл1-110. Транзит между линиями «Полянская-1» и «Полянская-2» осуществляется через шины и секционный выключатель 110 кВ нового КМОРУ-110 кВ.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	8904-004-ПЗ		Лист
											60

На третьем этапе после демонтажа первой секции шин существующего ОРУ-110 кВ, существующего трансформатора Т-1 и установки нового трансформатора Т-1, в существующем шкафу учета демонтируется старый счетчик ИИК Т1-110, на свободном месте устанавливается новый счетчик ИИК Т1-110. Выполняются электрические соединения токовых цепей и цепей напряжения ИИК. Новый счетчик включаются в существующую систему АИИС КУЭ ТП 75 км. Выполняется метрологическая поверка компонентов ИИК. Новая точка учета вводится в работу.

На четвертом этапе после демонтажа второй секции существующего ОРУ-110 кВ и существующего трансформатора Т-2, в существующем шкафу учета демонтируются старые счетчики ИИК Т2-110, ЛПл1-110.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							61
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

8 РЗиА линий 110 кВ

В настоящий момент транзит 110 кВ Волховская ГЭС (ГЭС-6) – ПС 110 кВ Назия (ПС 30) с ВЧ обходом на ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) оснащен ВЧ блокировкой.

В соответствии с заданием на проектирование (приложение А) на тяговой подстанции 110 кВ 75 км (ПС 497) (ЭЧЭ-11) предусматривается установка устройств:

- основных быстродействующих защит ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2);

- резервных защит ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2);

- определения места повреждения ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2);

- регистрации аварийных событий.

Релейная защита и автоматика линий 110 кВ выполняется в объеме, предусмотренном разделом 3 ПУЭ, и нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007 - 29.240.10.248-2017.

В качестве основных быстродействующих защит ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2) со стороны ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) проектом предусматривается установка комплектов ступенчатых защит с передачей высокочастотных блокирующих сигналов (КСЗ+ВЧБ) на базе микропроцессорных терминалов TOP 300 КСЗ 506. Терминалы размещаются в шкафах Ш2600 06.506 производства ООО «Релематика» и содержат следующие функции:

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных и земляных замыканий;

- восемь ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);

- логику ВЧ связи;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							8904-004-ПЗ	Лист
										62
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- токовую отсечку (ТО);
- ненаправленную максимальную токовую защиту (МТЗ);
- логику автоматического ускорения защит (АУ);
- защиту от неполнофазного режима (ЗНР);
- блокировку при неисправностях цепей напряжения (БНН);
- блокировку при длительном отсутствии напряжения (БДОН)
- защиту от обрыва токоведущих проводников (ЗОП);
- функцию резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- функцию определения места повреждения (ОМП);
- осциллографирования и регистрации аномальных режимов.

Для передачи и приема команд РЗ в шкафах основных защит ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2) со стороны ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) устанавливаются ВЧ приемопередатчики ПВЗУ-Е. Скорость передачи и помехозащищенность как в части сигналов релейной защиты, так и в части команд, соответствуют существующим требованиям.

Обеспечивается передача команд через место однофазного замыкания на землю на любой фазе линии в любой точке, за исключением замыкания на рабочей фазе в первом пролете ВЛ 110 кВ от каждой из подстанций.

Прием и передача сигналов осуществляется по высокочастотным каналам связи (ВЧКС), организованным по фазе А ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2).

Со стороны ПС 110 кВ Назия (ПС 30) в качестве основной быстродействующей защиты ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) проектом предусматривается установка комплекта ступенчатых защит с передачей высокочастотных блокирующих сигналов (КСЗ+ВЧБ) на базе микропроцессорного терминала БЭ2704. Терминал размещается в шкафу ШЭ2607 024, производства ООО НПП «ЭКРА», и содержит следующие функции:

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							63
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- комплект ступенчатых защит (КСЗ), включающий:
 - пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий;
 - ступень ДЗ от земляных замыканий;
 - шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
 - токовую отсечку (ТО);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- максимальную токовую защиту (МТЗ);
- токовую защиту при перегрузке по току (ТЗП),
- защиту от неполнофазного режима (ЗНФР),
- осциллографирования и регистрации аномальных режимов.

Защита содержит релейную и высокочастотную части. Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 204. В состав высокочастотной части входят: приемопередатчик, обеспечивающий передачу ВЧ сигналов по линии, и аппаратура автоматического контроля канала связи.

Для передачи и приема команд РЗ в шкаф основной защиты ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) устанавливается ВЧ приемопередатчик ПВЗУ-Е.

Скорость передачи и помехозащищенность, как в части сигналов релейной защиты, так и в части команд, соответствуют существующим требованиям.

Передача команд обеспечивается через место однофазного замыкания на землю на любой фазе линии в любой точке, за исключением замыкания на рабочей фазе в первом пролете ВЛ 110 кВ от каждой из подстанций.

Прием и передача сигналов осуществляется по высокочастотным каналам связи (ВЧКС), организованным по фазе А ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1).

В качестве резервных защит ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2) со стороны ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) предусматривается применение комплектов

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							64

ступенчатых защит (КСЗ) на базе микропроцессорных терминалов TOP 300 КСЗ 503. Терминалы размещаются в шкафах Ш2600 06.503, производства ООО «Релематика», и содержат следующие функции:

- пять ступеней ДЗ от междуфазных и земляных замыканий;
- восемь ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- ненаправленную МТЗ;
- автоматическую разгрузку при перегрузке по току (АРПТ);
- БНН;
- БДОН;
- ЗОП;
- УРОВ;
- автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
- ОМП.

В нормальном режиме работы (СВ-110 включен, ремонтная перемычка (РП-110) выведена из работы) введены в работу основные и резервные защиты ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2). Защиты выполнены направленными. При пуске защит терминала основной защиты, при срабатывании УРОВ выключателей или срабатывании 1, 2 ступеней ДЗ, ТНЗНП терминала резервных защит производится останов ВЧ-передатчика. При отсутствии блокирующего сигнала на противоположном конце линии производится ускоренное отключение защищаемой ВЛ 110 кВ. Блокирующий сигнал формируется при срабатывании обратнаправленных ступеней ДЗ.

В ремонтном режиме (СВ отключен, ремонтная перемычка (РП-110) введена в работу) защиты ВЛ 110 кВ переводятся в режим работы ремонтной перемычки (соответствующие переключатели на панелях защит). При этом производится передача блокирующих сигналов смежных комплектов защит сохранением логики работы защит.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							65
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В качестве резервных защит ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) со стороны ПС 110 кВ Назия (ПС 30) предусматривается применение комплектов ступенчатых защит (КСЗ) на базе микропроцессорного терминала БЭ2704. Терминал размещается в шкафу ШЭ2607 021, производства ООО НПП «ЭКРА», обеспечивает возможность задания до восьми групп уставок на механическом переключателе или до шестнадцати групп уставок на электронном ключе и содержат следующие функции:

- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий;
- ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- две ступени МТЗ;
- ТЗП.

Шкафы защит ВЛ 110 кВ устанавливаются на места существующих панелей защит ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1).

Таким образом, защита ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) включает в себя основную и резервную защиту от междуфазных и однофазных КЗ.

В соответствии с п.30 приказа Министерства энергетики РФ от 13.02.2019 №101, РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП, имеющей питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту от междуфазных и однофазных КЗ.

Для организации основной защиты ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) проектом предусматривается модернизация закупленных шкафов ШЭ2607 021 производства ООО НПП «ЭКРА» до шкафов ШЭ2607 025 для реализации функций КСЗ+ВЧБ и установка ВЧ-оборудования.

Для реализации основной защиты ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2) и ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Пупышево (ВЛ 110 кВ Волховская-1) на ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) устанавливаются приемопередатчики ПВЗУ-Е. Приемопередатчики будут располагаться вне шкафа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										66
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для ВЧ канала ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Пупышево (ВЛ 110 кВ Волховская-1) использовать существующую рабочую частоту 280 кГц.

Для ВЧ канала ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2) использовать новую рассчитанную АО «НТЦ ФСК ЕЭС» частоту 325 кГц.

Шкафы основных защит ВЛ 110 кВ устанавливаются в помещении существующего ОПУ на месте демонтируемых по титулу реконструкции ССПИ ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) шкафов ШТМ1, ШТМ2 и ШТМ3. Так же защиты обеспечивают возможность задания до восьми групп уставок на механическом переключателе или до шестнадцати групп уставок на электронном ключе и содержат следующие функции:

- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий;
- ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- две ступени МТЗ;

ТЗП.

В качестве резервной защиты ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Пупышево (ВЛ 110 кВ Волховская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2) остаются существующие панели ЭПЗ-1636.

Для определения мест повреждений при всех видах КЗ на ВЛ 110 кВ Назия – 75 км (ВЛ 110 кВ Полянская-1) и ВЛ 110 кВ Пупышево – 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт (ВЛ 110 кВ Полянская-2) предусматривается установка шкафа Ш2600 16.510 16.510 производства ООО «Релематика». В шкафу устанавливаются терминалы определения места повреждения (ОМП) типа TOP 300 ЛОК 510 которые выполняют следующие функции:

- фиксацию параметров аварийного и предаварийного режимов;
- расчет места повреждения, определение вида повреждения и величины переходного сопротивления, длительности аварии;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										67
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- составление и хранение отчетов ОМП;
- контроль исправности цепей напряжения;
- контроль исправности токовых цепей.

Для регистрации аварийных событий (РАС) на тяговой ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) (ЭЧЭ-11) устанавливается шкаф регистрации аварийных событий, производства ООО «ПАРМА», на базе регистраторов аварийных процессов ПАРМА РП 4.11.

Шкаф РАС обеспечивает выполнение функций:

- измерения напряжения и силы переменного тока;
- регистрации, хранения и анализа информации о стационарных и переходных процессах, предшествующих и сопутствующих аварийным отклонениям параметров в электрических сетях и машинах;
- контроля состояния устройств;
- регистрации коротких замыканий и определения места повреждения.

План расположения оборудования в здании ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) приведен на рисунке 10.

Схема распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) приведена на рисунке 11.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										68
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Рис 10

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Коп. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ		Лист
								69

9 Сбор и передача телеинформации в филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и ПАО «Ленэнерго»

9.1 Сбор телеинформации

В соответствии с заданием на проектирование (приложение А) проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- сбор параметров телесигнализации (ТС), телеизмерений (ТИ) и аварийно-предупредительной телесигнализации (АПТС) в проектируемый шкаф телемеханики КП-С (производства ООО «Импульс-Автоматика» или эквивалент);
- установка оборудования связи для передачи телеинформации по независимым каналам, организация которых исключает возможность их одновременного отказа в направлении ПАО «Ленэнерго» и филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.

Проектом предусматривается модернизация существующего шкафа телемеханики, выполненного на базе устройств телемеханики, производства ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО». Для обеспечения контроля за состоянием основного коммутационного оборудования 110 кВ тяговой подстанции 75 км вся требуемая телеинформация выводится на проектируемый шкаф КП-С.

Комплекс технических средств шкафа КП-С предназначен для работы в части оборудования напряжением 110 кВ и выполняет измерения электрических параметров присоединений подстанции, контроль положения оборудования и оперативно-информационное взаимодействие с автоматизированными системами вышестоящих диспетчерских пунктов.

Основными функциями шкафа КП-С являются:

- сбор информации (ТС, АПТС);
- сбор данных с цифровых измерительных преобразователей (ТИ);
- сбор данных с устройств мониторинга и диагностики;
- передача данных в диспетчерские энергосистемы.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div>8904-004-ПЗ</div>	Лист
										71

Аппаратное резервирование обеспечивается резервированием основных модулей шкафа КП-С.

В состав шкафа КП-С входят следующие основные модули:

- модуль управления MSS-xxx, предназначенный для управления и сигнализации в контроллере SO-52v11, имеет до 12 выходов. Выходы реализуются при помощи двоичных реле с контактами типа «нормально разомкнут». Все реле полностью изолированы друг от друга, а зажимы каждого из них выведены на объектные разъемы, расположенные на передней панели модуля;
- модуль двоичных входов MWS-xxx предназначен для сбора данных о состояниях входов контроллера SO-52 (подсчетах импульсов);
- модуль двоичных входов MWS-xxx регистрирует события (изменения состояния), либо подсчитывает импульсы с сигнальных или импульсных входов с уровнем входного напряжения 220 В (DC), 110 В (DC), или опционально 24 В (DC);
- блок питания MZA-202, предназначенный для формирования постоянного напряжения, питающего модули, которые входят в состав объектного контроллера серии SO-52v11. Этот блок питания служит для питания электрического и электронного оборудования от однофазной сети 230 В 50 Гц или 220 В постоянного тока. Блок питания формирует входное напряжение из двух независимых контуров - основного и резервного, а также автоматически переключает контуры при повреждении одного из них;
- модуль PJC-XXX осуществляет функции передачи и обработки информации. Плата модуля может поддерживать несколько каналов передачи данных по стандарту Ethernet.

Основным элементом модуля PJC-7XX является процессор, который состоит из:

- арифметико-логического устройства (АЛУ);
- декодера памяти;
- программируемых счетчиков;
- контроллеров асинхронных каналов передачи данных;
- контроллера прерываний;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							72
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– контроллера DMA.

В качестве цифровых измерительных преобразователей проектом предусматривается применение многофункциональных измерительных преобразователей (ИП) ЭНИП-2, располагаемых в шкафу КП-С.

Многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2 с высокой точностью обеспечивает измерение следующих параметров режимов электрической сети:

- токи по каждой фазе,
- напряжения по каждой фазе и междуфазные;
- активная, реактивная, полная мощность;
- коэффициент мощности;
- частота.

ИП ЭНИП-2 оснащен коммуникационным интерфейсом RS-485 и поддерживает передачу данных по стандартным протоколам: Modbus RTU/TCP, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

Шкаф КП-С соответствует всем требованиям, предъявляемым к низковольтным комплектным устройствам. На шкаф КП-С распространяется сертификат соответствия требованиям ТУ 3434-080-53304326-2005.

Усредненный расчет трафика, передаваемого с ПС 110 кВ 75 км .

Перечень передаваемой телеинформации (Приложении Д) обеспечивает адекватность (наблюдаемость) модели реального времени расчетной электрической схеме контролируемой электрической сети, оперативный контроль и регистрацию качества электрической энергии.

Таблица 9.1.1 - Объем передаваемой телеинформации

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Номер направления	Абонент	Адресат	Информация	Интерфейс	Протокол обмена	Скорость передачи	Объем
			1	ПС 110 кВ 75 км	Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ	ТМ	Ethernet	МЭК 870- 5-104	64 Кбит/с	ТС = 46 АПТС = 4 ТИ = 35
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	
										Лист
										73

Параметры блоков APC, ASDU, APDU приведены в таблицах 9.1.2, 9.1.3, 9.1.4 соответственно.

Таблица 9.1.2 - Параметры блока APCI

Поле кадра	Объем информации, Байт
Длина APDU	1
Поле управления байт 1	1
Поле управления байт 2	1
Поле управления байт 3	1
Поле управления байт 4	1
Итого:	5

Таблица 9.1.3 - Параметры блока ASDU

Поле кадра	Объем информации, байт	
	Спорадическая передача	Общий опрос
Идентификатор блока данных		
Стартовый байт	1	1
Описание длины	1	1
Идентификатор типа	1	1
Классификатор переменной структуры	1	1
Причина передачи	1	1
Общий адрес ASDU	2	2
Итого:	7	7
Объект информации		
Адрес объекта информации	2	2
Элемент информации:		
ТС	1	1

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
										74
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

8904-004-ПЗ

ТИ	2	2
Метка времени		
ТС	7	0
ТИ	7	0
Итого:		
ТС	10	3
ТИ	11	4

В кадре ASDU можно передать следующее количество элементов информации ((Макс Объем ASDU-Объем Идентификатора объекта)/Объем Объекта информации):

- $ТС = (249 - 7) / 3 = 80$;
- $ТИ = (249 - 7) / 4 = 60$.

Количество сигналов, необходимое для передачи, принято согласно таблиц 9.1.1 и 9.1.2.

Следовательно, для передачи всего объема ТС потребуется один кадр ТС (50), для передачи ТИ – один кадр (35).

Таблица 9.1.4 - Параметры блока APDU

Поле кадра	Объем информации, байт
ТС:	
- байт начала	1
- байт длины	1
- поле APCI	5
Поле ASDU:	
ТС кадр	$50 * 3 = 150$
ТИ кадр	$35 * 4 = 140$

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							75
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Итого:						
ТС кадр				157		
ТИ кадр				147		
<p>В таблице 9.1.5 приведены результаты расчета трафика передаваемой информации.</p> <p>Таблица 9.1.5 - Результаты расчета трафика передаваемой телеинформации</p>						
Передаваемая телемеханическая информация		Занимаемые кадры APDU		Канальные издержки на кадр APDU, байт		Требуемый объем для передачи в канале, байт
Тип	Кол.	Кол.	Объем, байт	TCP	IP	
ТС(ТС+АПТС)	50	1	157	160	192	509
ТИ	35	1	147			499
Итого в байтах:						1008
Итого в битах:						8064
<p>В нормальном режиме передачи при скорости 64 кбит/с весь объем оперативных ТС и ТИ АСДУ может быть передан за регламентированный интервал времени (менее одной секунды).</p> <p>Передача телеметрической информации в направлении диспетчерского центра филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и ПАО «Ленэнерго» осуществляется в протоколе ГОСТ Р МЭК-60870-5-104.</p> <p>На рисунке 12 представлена Схема передачи телеинформации на верхний уровень.</p> <p>Перечень передаваемой телеинформации представлен в Приложении Д.</p>						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
8904-004-ПЗ						Лист
						76

9.2 Организации каналов связи и передача в диспетчерские пункты

Схема организации каналов связи приведена на рисунке 13.

Комплекс средств связи и передачи данных, обеспечивающий решение поставленных задач, реализуется с использованием проектируемой волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) и существующих каналов связи ОАО «РЖД». В настоящем разделе представлены проектные решения по системам связи в реконструируемой тяговой ПС 110 кВ 75 км.

Комплекс систем связи, предусматриваемый рабочей документацией:

- строительство волоконно-оптической линии связи;
- организация передачи диспетчерской и технологической информации;
- организация передачи сигналов с РАС.

9.3 Строительство волоконно-оптической линии связи

Проектом предусматривается подвеска на контактной сети и прокладка в грунте в трубке ЗПТ 32 мм волоконно-оптического кабеля (ВОК) марки ОКМС-ПТА-4/2(2,4)СП-16(2) от тяговой ПС 110 кВ 75 км до поста ЭЦ Жихарево.

Для разделки ВОК в здании щитовой тяговой подстанции и в Посту ЭЦ устанавливаются аппаратный шкаф 42U и оптический распределительный кросс ШКОС 1U. Шкафы устанавливаются по согласованию с РЦС-6.

По выделенным оптическим волокнам организуется цифровая система передачи. Резервные волокна предусмотрены для организации ремонтно-восстановительных работ без перерыва действия связи и временного резервирования с заинтересованными ведомствами.

9.4 Организация передачи диспетчерской и технологической информации

Для организации передачи технологической информации предусматривается организация двух независимых цифровых каналов связи, проходящим по географически разнесенным трассам с реконструируемой тяговой ПС 110 кВ 75 км в диспетчерский центр филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и ЦУС филиала ПАО «Ленэнерго» с

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	8904-004-ПЗ		Лист
											78

дальнейшей ретрансляцией по сетям ПАО «Ленэнерго» в направлении филиала ПАО «Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети».

Для организации каналов ССПИ на участке тяговая ПС 110 кВ 75 км - Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ (основной и резервный) используются следующие трассы:

– резервный канал - создаваемая цифровая система передачи на участке тяговая ПС 110 кВ 75 км – Пост ЭЦ Жихарево (проектируемый ВОЛС), далее с использованием цифровой сети связи РЦС-6 канал связи организован до Финляндского вокзала, далее по существующей инфраструктуре сети передачи данных АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада до Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ;

– основной канал - создаваемая цифровая система передачи на участке тяговой ПС 110 кВ 75 км – Пост ЭЦ Жихарево (проектируемый ВОЛС), далее с использованием цифровой сети связи РЦС канал связи организован до узла доступа ПАО «Ростелеком» по адресу г. Санкт-Петербург, ул. Асафьева, д. 4, далее по существующей инфраструктуре сети передачи данных АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада до филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.

Для организации каналов ССПИ на участке тяговая ПС 110 кВ 75 км - ЦУС филиала ПАО «Ленэнерго» с дальнейшей ретрансляцией по сетям ПАО «Ленэнерго» в направлении филиала ПАО «Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети»:

– резервный канал - создаваемая цифровая система передачи на участке тяговая ПС 110 кВ 75 км – Пост ЭЦ Жихарево (проектируемый ВОЛС), далее с использованием существующей цифровой сети связи РЦС-6 канал связи организован до узла доступа ОАО «РЖД» ИВЦ, Боровая 57, далее с использованием существующей инфраструктуры сети передачи данных ПАО «Ленэнерго» до ЦУС филиала ПАО «Ленэнерго» с дальнейшей ретрансляцией по сетям ПАО «Ленэнерго» в направлении филиала ПАО «Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети»;

– основной канал - создаваемая цифровая система передачи на участке тяговой ПС 110 кВ 75 км – Пост ЭЦ Жихарево (проектируемый ВОЛС), далее с использованием существующей цифровой сети связи РЦС канал связи организован до Узла связи на ул. Асафьева д. 4, и с использованием существующей инфраструктуры сети передачи данных ПАО «Ленэнерго» до ЦУС филиала ПАО «Ленэнерго» с дальнейшей

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							79

9.5 Электропитание оборудования связи

Электропитание оборудования связи осуществляется от системы бесперебойного питания с временем автономной работы до 8 часов. Проектируемый ИБП устанавливается в шкаф передачи данных. В целях резервирования питание к ИБП подается по двум кабелям от разных секций ЩСН.

В качестве источника бесперебойного питания запроектировано устройство электропитания связи УЭПС-ЗК48/100-4.2-Р с постоянным током на основе выпрямителей с естественным охлаждением, устанавливаемое в шкафу. Все компоненты системы работают без вентиляторов, используя только естественное охлаждение. Поэтому они не требуют очистителей воздуха, не накапливают пыль внутри системы, не шумят и могут работать в сейсмоопасных регионах.

Выпрямители

- «Горячая» замена выпрямителей.
- Параллельная работа с равномерным распределением тока нагрузки.
- Работа в широком диапазоне входных напряжений.
- Высокий коэффициент стабилизации при низком уровне пульсаций.
- Коэффициент мощности, близкий к 1.
- Гальваническая развязка нагрузки от сети переменного тока.
- Защита от входных перенапряжений, выходных перегрузок и короткого замыкания.

Таблица 9.5.1. Основные электрические параметры

Тип выпрямителей	Диапазон фазного напряжения сети, В	Диапазон регулировки вых. напряжения, В	Макс. выходной ток, А	Максимальная выходная мощность, Вт	Масса, не более, кг
БВ 48/25-ЗУК(ЗМК)	160-290	43-57,6	100	4800	22

Взам. инв. №		Тип выпрямителей	Диапазон фазного напряжения сети, В	Диапазон регулировки вых. напряжения, В	Макс. выходной ток, А	Максимальна выходная мощность, Вт	Масса, не более, кг	
Подп. и дата		БВ 48/25- ЗУК(ЗМК)	160-290	43-57,6	100	4800	22	
Инв. № подл.								
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ		Лист
								81

Уровень радиопомех, создаваемых при работе устройств, не превышает значений, установленных ГОСТ 30428-96 класс В.

Для того чтобы определить емкость АКБ, необходимо применить формулу:

$$Q=(P \cdot t)/V \cdot k,$$

где Q - рассчитываемая емкость АКБ (А·ч или мА·ч);

P - нагрузочная мощность (Вт);

t - временной промежуток резервирования (ч), не менее 8 часов;

V - напряжение батареи (В);

k - коэффициент, отображающий какая часть емкости АКБ используется.

Таблица 9.5.2. Нагрузочная мощность

Наименование подключаемого оборудования	Потребляемая мощность, Вт
Маршрутизатор ESR-3100 N1	123
Маршрутизатор ESR-3100 N2	123
Мультиплексор FlexGain MMX V2 N1	30
Мультиплексор FlexGain MMX V2 N2	30
Мультиплексор СМК-30 N1	200
Мультиплексор СМК-30 N2	200

$$Q = (706 \cdot 8)/(48 \cdot 0.7) = 169 \text{ А} \cdot \text{ч}$$

Время автономной работы оборудования при пропадании электропитания собственных нужд составляет 8 часов.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							82

Заземление оборудования, размещенного в шкафах, выполнено путем присоединения его к шине заземления шкафов, с присоединением последних к заземляющим устройствам энергообъектов.

Существующие контуры защитных и измерительных заземлений должны соответствовать требованиям ГОСТ 464-79.

Все работы должны выполняться в соответствии с действующими руководящими документами, Строительными Нормами и Правилами.

9.6 Организация передачи сигналов с регистратора аварийных событий (РАС)

Организация передачи сигналов в ДЦ ЦУС ПАО «Ленэнерго» с РАС «Парма» (предусмотренном в опросном листе комплекта 8918-011-РЗ «РЗиА линии 110 кВ. Противоаварийная автоматика») запроектирована по GSM-модему до ДЦ ЦУС ПАО «Ленэнерго».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										83
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10 Организация каналов ВЧ связи

10.1 Тяговая подстанция 110 кВ 75 км (ЭЧЭ-11)

В соответствии с заданием на проектирование и решениями, принятыми в разделе «РЗиА линий 110 кВ» предусматривается модернизация существующих ВЧ каналов РЗА для передачи и приема ВЧ защит в следующих направлениях:

- ПС 110 кВ 75 км - ПС 110 кВ Назия (ПС 30), ВЛ 110 кВ Полянская-1;
- ПС 110 кВ 75 км - ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) ВЛ 110 кВ Полянская-2;
- ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) – Волховская ГЭС (ГЭС-6) ВЛ 110 кВ Волховская-1.

На всех ВЛ 110 кВ для организации ВЧ каналов используются фазные провода ВЛ со стандартной схемой присоединения “фаза-земля”.

В качестве проектируемой аппаратуры ВЧ-РЗ предусматривается использовать специализированную аппаратуру ВЧ защит, которая должна обеспечивать совместимость с действующим ВЧ приемопередатчиком на противоположном конце ВЛ 110 кВ Волховская-1 (Волховская ГЭС (ГЭС-6)) (ПВЗ-90М) и корректную работу ВЧБ на ВЛ 110 кВ.

Для однотипности и удобства эксплуатации применяемого оборудования на ПС 75 км, ПС 110 кВ Назия (ПС 30) и ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) по данному проекту предлагается использовать приемопередатчики типа ПВЗУ-Е производства ООО «Уралэнергосервис».

ПВЗУ-Е предназначен для работы в комплекте с устройствами релейной защиты с передачей высокочастотных блокирующих сигналов (КСЗ+ВЧБ).

ПВЗУ-Е выполняет следующие функции:

- передача и прием сигналов РЗ;
- автоматический контроль исправности канала связи и наличия запаса по затуханию ВЧ сигнала;
- связь в режиме переговорного устройства между всеми пунктами ВЧ канала в период наладки;
- сервисного устройства для наладки ВЧ защит.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							85
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

На ПС 110 кВ 75 км запроектировано:

- установка ВЧ поста РЗ (ПВЗУ-Е) и замена морально и физически устаревшего ВЧ оборудования, работающих по ВЛ 110 кВ Полянская-1, с приобретением нового ВЧ оборудования РЗ и ВЧ защит на ПС 110 кВ 75 км;

- установка ВЧ поста РЗ (ПВЗУ-Е) и замена морально и физически устаревшего ВЧ оборудования, работающих по ВЛ 110 кВ Полянская-2, с приобретением нового ВЧ оборудования РЗ и ВЧ защит на ПС 110 кВ 75 км.

На опорных конструкциях устанавливаются:

- ВЧ заградитель номинальным током 630 А и кратковременным током 16 кА, 650 Ом;

- фильтр присоединения ёмкостью 6400 пФ, 450 Ом;

- конденсатор связи, рассчитанный на ёмкость 6400 пФ;

- разъединитель однополюсный.

На ПС 75 км в шкафы основных защит линий ВЛ 110 кВ Полянская-1 и ВЛ 110 кВ Полянская-2 устанавливаются и монтируются с обеспечением гарантированного и резервируемого электропитания приемопередатчики высокочастотной защиты ПВЗУ-Е.

Проектируемые ВЧ кабели на ПС 110 кВ 75 км от фильтров присоединения (ОРУ 110 кВ) к ВЧ аппаратуре релейной защиты (щитовая здания подстанции) должны прокладываться в кабельных лотках и каналах.

Подключение оборудования к ВЛ 110 кВ Полянская-1 производится к фазе А проводом АС-185.

Подключение оборудования к ВЛ 110 кВ Полянская-2 производится к фазе А проводом АС-185.

10.2 ПС 110 кВ Назия (ПС 30)

На ПС Назия (ПС 30) в сторону ВЛ 110 кВ Полянская-1 проектом предусматривается замена старого и установка нового оборудования ВЧ оборудования.

На опорной конструкции устанавливаются:

- ВЧ заградитель номинальным током 630 А и кратковременным током 16 кА, 650 Ом;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							86
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- фильтр присоединения ёмкостью 6400 пФ, 450 Ом;
- конденсатор связи, рассчитанный на ёмкость 6400 пФ;
- разъединитель однополюсный.

На ПС 110 кВ Назия в ОПУ приемопередатчик ПВЗУ-Е устанавливается и переподключается на место заменяемого ПВЗ-90М.

10.3 ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522)

На ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522) в соответствии решениями принятыми в разделе «РЗиА линий 110 кВ» предусматривается организация каналов связи релейных защит в направлении ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Полянская-2 и ВЛ 110 кВ Волховская-1.

В сторону Волховской ГЭС частота остается прежней.

Проектом предусматривается:

- замена старого и установка нового оборудования ВЧ обработки;
- замена старого и установка нового ВЧ-поста.

Для ВЧ-обработки устанавливаются:

- ВЧ заградитель номинальным током 630 А и кратковременным током 16 кА, 650 Ом;

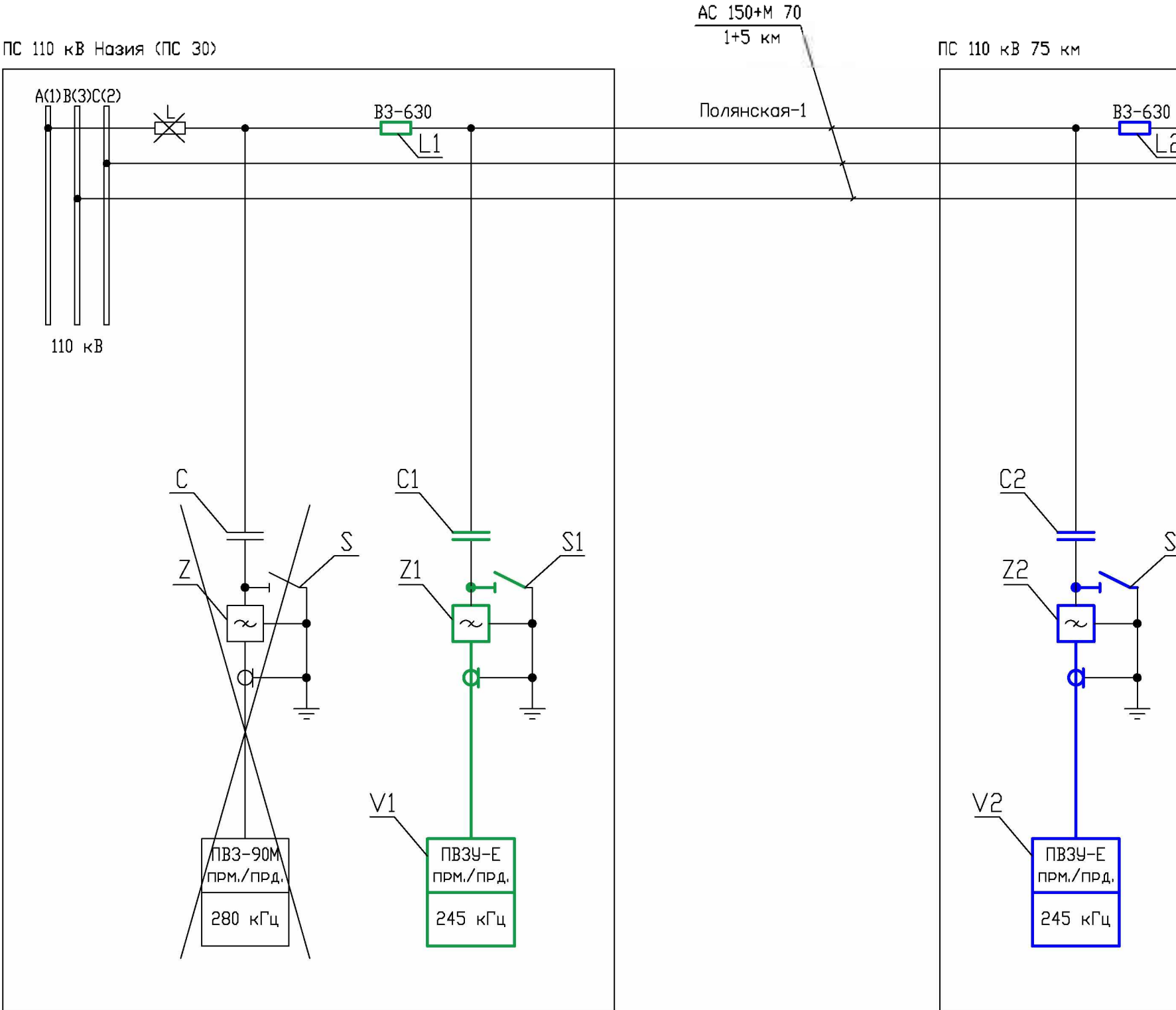
- фильтр присоединения ёмкостью 6400 пФ, 450 Ом;
- конденсатор связи, рассчитанный на ёмкость 6400 пФ;
- разъединитель однополюсный.

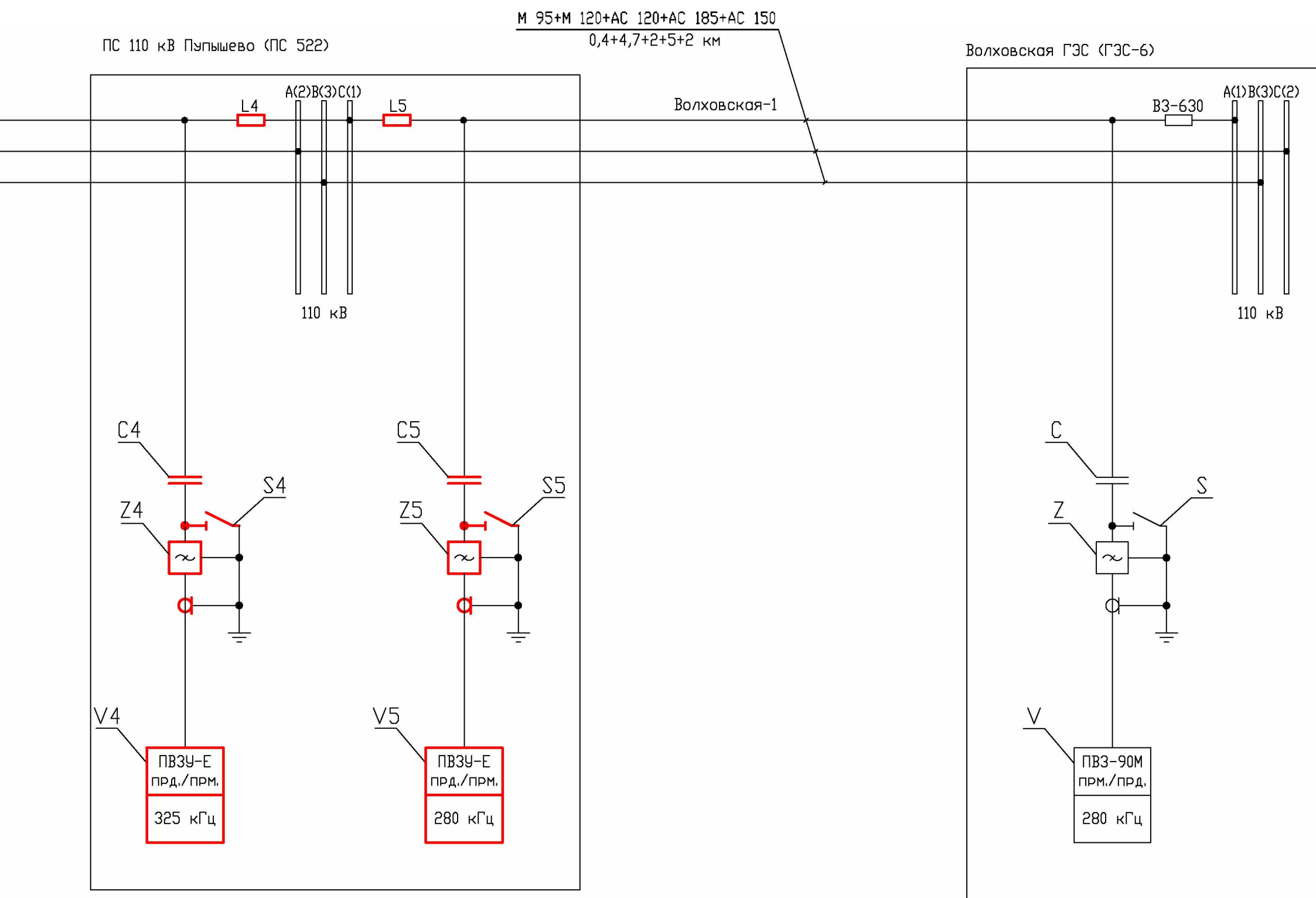
В ОПУ приемопередатчики ПВЗУ-Е устанавливаются в несущую конструкцию с габаритными размерами 483 х 266 х 382 мм с обеспечением гарантированного и резервируемого электропитания.

На Рисунке 14 представлена «Схема организации ВЧ-связи».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			87

Инь, N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°





11 Основные объёмы работ

Основные объёмы работ, выполняемых при техническом перевооружении тяговой подстанции 75 км приведены в таблице 12.1

Таблица 12.1- Основные объёмы работ

Наименование	Единица измерения	Кол.
<i>Технологическая часть</i>		
Установка на открытой части трансформатора ТДН-16000/110/10 У1 с ограничителем перенапряжения нейтрали и заземлителем нейтрали	шт	2
Установка на открытой части блока ОПН с тремя ограничителями перенапряжений ОПН-П1-110	шт	4
Установка на открытой части блока трёхполюсного разъединителя РГП.2-110.II/1000 УХЛ1	шт	2
Установка на открытой части блока ТН с тремя трансформаторами напряжения НАМИ-110 УХЛ1	шт	2
Установка на открытой части блока ТВТ с двумя комплектами трансформаторов тока ТОГФ-110 УХЛ1 и выключателем ВГТ-110.III-40/2000 УХЛ1	шт	2
Установка на открытой части блока трёхполюсного разъединителя РГП.1а-110.II/1000 УХЛ1	шт	6
Установка на открытой части блока секционного выключателя с двумя комплектами трансформаторов тока ТОГФ-110 УХЛ1, разъединителями РГП.2-110.II/1000 УХЛ1, РГП.1а-110.II/1000 УХЛ1 и выключателем ВГТ-110.III-40/2000 УХЛ1	шт	1
Установка на открытой части блока трансформаторов тока с одним комплектом ТТ типа ТОГФ-110 УХЛ1	шт	2
Установка на открытой части блока цепи линии с разъединителем РГП.2-110.II/1000 УХЛ1 и одним комплектом ТТ типа ТОГФ-110 УХЛ1	шт	2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						<div style="text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">8904-004-ПЗ</div>	Лист
Изм.	Коп. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		89

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Наименование	Единица измерения	Кол.
Установка на открытой части разъединителя РГП.2-35/1000 УХЛ1	шт	2
Установка на открытой части ограничителя перенапряжений типа ОПН-П-10 УХЛ1	шт	2
Демонтаж на открытой части разъединителя РЛНД-2-110/630	шт	4
Демонтаж на открытой части разъединителя РЛНД-1-110/630	шт	2
Демонтаж на открытой части блока ОД-КЗ-110	шт	2
Демонтаж на открытой части понижающего трансформатора ТДНГ-15000/110 с ОПН и заземлителем нейтрали	шт	1
Демонтаж на открытой части понижающего трансформатора ТФТП-10000/110 с ОПН и заземлителем нейтрали	шт	1
Демонтаж на открытой части трансформатора тока ТБМО-110	шт	6
Демонтаж на открытой части ограничителей перенапряжений ОПН-110	шт	6
Демонтаж на открытой части трансформаторов напряжения НАМИ-110	шт	6
Демонтаж на открытой части ограничителей перенапряжений ОПН-10	шт	6
<i>Автоматика и защита присоединений тяговой подстанции</i>		
Установка в здании тяговой подстанции шкафа основных, резервных защит и АУВ трансформатора Т1(Т2)	шт	2
Установка в здании тяговой подстанции шкафа автоматики управления секционным выключателем	шт	1
Установка в здании тяговой подстанции шкафа S1 управления коммутационными аппаратами и ТН 110 кВ	шт	1
Установка на открытой части шкафа зажимов ТН1(2)-110 кВ (AF1399-00-000-00_002)	шт	2

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							90

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Наименование	Единица измерения	Кол.
Установка на открытой части шкафа зажимов ШЗ-110 (AF1398-00-000-00_003)	шт	5
Установка на открытой части шкафа зажимов ТТ с клеммами UT35, ввод кабеля снизу (ШЗВ-У1-IP54-60)	шт	3
<i>АСУ ТП</i>		
Установка в здании тяговой подстанции комплекта модернизации шкафа КП-С и диспетчерского пункта в составе: преобразователь интерфейсов RS-232 в RS-422/485, программное обеспечение	компл.	1
<i>Учёт электроэнергии</i>		
Установка в здании тяговой подстанции микропроцессорного счетчика активной и реактивной энергии по двум направлениям, класса точности 0,2S типа A1802-RALXQVP4GBDWGS4	шт	4
Установка в здании тяговой подстанции микропроцессорного счетчика активной и реактивной энергии по двум направлениям, класса точности 0,5S типа A1805-RALXQVP4GBDWGS4	шт	2
Блок питания (~220/110 В) АТ-4012	шт	6
<i>РЗиА линий 110 кВ. Тяговая ПС 110 кВ 75 км</i>		
Установка шкафа основной защиты ВЛ 110 кВ Ш2600 06.506	шт.	2
Установка шкафа резервной защиты ВЛ 110 кВ Ш2600 06.514	шт.	2
Установка шкафа определения места повреждения Ш2600 16.510 16.510	шт.	1
Установка шкафа регистрации аварийных событий ПАРМА РП4.11	шт.	1
<i>РЗиА линий 110 кВ. ПС 110 кВ Назия</i>		

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							91

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Наименование	Единица измерения	Кол.
Установка шкафа основной защиты ВЛ 110 кВ ШЭ2607 024	шт.	1
Установка шкафа резервной защиты ВЛ 110 кВ ШЭ2607 021	шт.	1
<i>РЗиА линий 110 кВ. ПС 110 кВ Пупышево</i>		
Установка на открытой части блока трансформаторов тока с одним комплектом ТТ типа ТОГФ-110 УХЛ1	шт	2
Установка шкафа резервной защиты ВЛ 110 кВ ШЭ2607 021	шт.	2
<i>Сбор и передача телеинформации в филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и ПАО «Россети Ленэнерго»</i>		
Установка маршрутизаторов ESR-3100	шт.	2
Установка мультиплексора CMK-30	шт.	3
Установка мультиплексора FlexGain MMX V2	шт.	2
Установка шкафа связи	шт.	1
Установка мультиплексора NPT-1020	шт.	1
Установка ИБП УЭПС-3К	шт.	2
<i>Организация каналов ВЧ связи, тяговая ПС 75 км</i>		
Установка приёмопередатчика высокочастотной защиты ПВЗУ-Е	шт.	2
Установка заградителя высокочастотного ВЗ-630	шт.	2
Установка конденсатора связи усиленного исполнения СМПВ-110/3-6,4УХЛ1	шт.	2
Установка фильтра присоединения ФПМ-Рс-6400/48-1000	шт.	2
Установка разъединителя однополюсного РВО-10/400 УХЛ1	шт.	2
Установка шкафа отбора напряжения ШОН-303П	шт.	2
<i>Организация каналов ВЧ связи, ПС Назия</i>		
Установка приёмопередатчика высокочастотной защиты ПВЗУ-Е	шт.	1
Установка заградителя высокочастотного ВЗ-630	шт.	1
Установка конденсатора связи усиленного исполнения СМПВ-110/3-6,4УХЛ1	шт.	1

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							92

Наименование	Единица измерения	Кол.
Установка фильтра присоединения ФПМ-Рс-6400/48-1000	шт.	1
Установка разъединителя однополюсного РВО-10/400 УХЛ1	шт.	1
Установка шкафа отбора напряжения ШОН-303П	шт.	1
<i>Организация каналов ВЧ связи, ПС Пупышево</i>		
Установка приёмопередатчика высокочастотной защиты ПВЗУ-Е	шт.	2
Установка заградителя высокочастотного ВЗ-630	шт.	2
Установка конденсатора связи усиленного исполнения СМАВ-110/3-6,4УХЛ1	шт.	2
Установка фильтра присоединения ФПМ-Рс-6400/48-1000	шт.	2
Установка разъединителя однополюсного РВО-10/400 УХЛ1	шт.	2
Установка шкафа отбора напряжения ШОН-303П	шт.	2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										93
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

12.1 Административное деление. Списочная численность работников

Таблица 12.1 – Расчет списочной численности работников куста тяговых подстанций

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
							8904-004-ПЗ	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			94

Наименование групп работников	Норматив численности	Численность, чел.	
		Списочная	явочная в макс. смену
1. Начальник тяговой подстанции	1	1	1
2. Старший электромеханик	1	1	1
3. Электромеханик (дежурный)	1 (дежурный) электромеханик в смену	8	2
4. Электромеханик	1,21	1	1
5. Электромонтер	1,89	2	2
ИТОГО		13	7

12.2 Мероприятия по охране труда

Эксплуатация тяговой подстанции должна производиться в соответствии со следующими документами:

- «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ), издания 6 и 7;
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. Приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н;
- Правила безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД» (утверждены распоряжением ОАО «РЖД» от 13 июня 2017 г. № 1105р;
- «Инструкция по заземлению устройств электроснабжения на электрифицированных железных дорогах» ЦЭ-191 от 10.06.1993.

Тяговая подстанция и пункты отопления относятся к производству с повышенной опасностью поражения электрическим током. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала тяговых подстанций при производстве работ предусмотрено следующее:

- защитное заземляющее устройство, к которому подключены все оборудование и конструкции, на которые может попасть напряжение при пробое изоляции;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							95
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- стационарные заземляющие ножи;
- электромагнитная и механическая блокировки приводов разъединителей.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										96
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Приложение А

Задание на проектирование, утвержденное директором ОАО «РЖД»
по энергетическому комплексу В.М. Санько 09 июня 2018 г.



ЗАДАНИЕ на проектирование

**«Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка
секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ»
Октябрьской железной дороги**

Код объекта в СПиУИ ОАО «РЖД»: 001.2013.10001406

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1. Основание для проектирования	инвестиционный проект «Обновление устройств электроснабжения, участвующих в передаче электроэнергии»
2. Местонахождение объекта	Ленинградская область
3. Вид строительства	техническое перевооружение
4. Источник финансирования	инвестиционный бюджет ОАО «РЖД»
5. Объем проектных работ	рабочая документация
6. Плановый срок начала реконструкции	плановый срок начала работ – 2019 год. Окончание – определяется проектом
7. Идентификация зданий и сооружений по признакам, указанным в статье 4 Федерального закона от 30 января 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	1) назначение – объект производственного назначения; 2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры: объект относится к объектам транспортной инфраструктуры; 3) принадлежность к опасным производственным объектам: по критериям, установленным законодательством Российской Федерации в области промышленной безопасности, проектируемые здания и сооружения не относятся к опасным производственным объектам;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							97

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>4) пожарная и взрывопожарная опасность: Пожарную и взрывопожарную опасность конкретных зданий и сооружений определить и указать в проектной документации;</p> <p>5) наличие помещений с постоянным пребыванием людей: объект не имеет помещений с постоянным пребыванием людей;</p> <p>6) уровень ответственности: в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации уровень ответственности объекта повышенный</p>
8. Особые условия строительства	работы производятся в действующих электроустановках электроснабжения без перерыва в движении поездов и электроснабжения потребителей. Работы вблизи частей, находящихся под напряжением и в охранной зоне электрических сетей, выполняются с учетом обеспечения условий электробезопасности
9. Необходимость разработки основных проектных решений или предварительного согласования отдельных проектных решений	разработка документации в полном объеме осуществляется после предварительного согласования Октябрьской дирекцией по энергообеспечению, филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, ПАО «Ленэнерго» и Октябрьской дирекцией связи схем организации каналов связи, схем главных электрических соединений и типов применяемого оборудования
10. Необходимость выделения этапов строительства и ввода объекта в эксплуатацию	не требуется
11. Требования к технико-экономическим показателям объекта проектирования, основным техническим решениям, перспективному расширению объекта строительства	1) тяговая подстанция ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) (ЭЧЭ-11) с первичным напряжением 110 кВ, Т1 – 15 МВА, Т2 – 10 МВА, система телемеханики АСТМУ, оперативное напряжение постоянного тока – 110 В, напряжение переменного тока собственных нужд – 220 В, АИИС КУЭ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										98
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>2) проектом предусмотреть:</p> <p>а) на территории подстанции выполнить сооружение нового ОРУ-110 кВ взамен существующего. Рассмотреть, как вариант, схему мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (тип схемы, состав и наполнение определить проектом и согласовать с заказчиком и ПАО «Ленэнерго»). Применить вакуумные выключатели 110 кВ. Объем работ по организации заходов ВЛ-110 кВ на новое ОРУ-110 кВ определить проектом и согласовать с ПАО «Ленэнерго»;</p> <p>б) на территории подстанции выполнить замену двух силовых трансформаторов 110/10 кВ на новые, мощность определить проектом по результатам расчетов. Объем работ по переводу существующих нагрузок 10 кВ на новые трансформаторы определить проектом. Выполнить работы по переустройству маслоприемников;</p> <p>в) необходимость замены существующих трансформаторов тока определить проектом, в случае возможности предусмотреть перенос на новое ОРУ-110 кВ;</p> <p>г) предусмотреть реконструкцию контура заземления, системы молниезащиты и системы наружного освещения ПС 110 кВ 75 км (ПС 497). Объем работ определить проектом;</p> <p>д) выполнить расчет электрических режимов работы сети 110 кВ и выше в районе ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для нормальных, основных ремонтных схем и послеаварийных режимов в указанных схемах, для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня на год ввода объекта и пяти летнюю перспективу в соответствии с</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			99

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277.</p> <p>Для верификации расчетной модели представить схему потокораспределения, выполненную на характерный час зимнего замерного дня. Результаты контрольных измерений, дополнительная нагрузка с учетом АТП, заявок, договоров и отложенного спроса предоставляются по запросу и должны быть оформлены в виде приложений.</p> <p>Длительно-допустимый ток ЛЭП, АТ(Т), оборудования ячеек, ошиновок и результаты расчетов должны быть сведены в единую таблицу, содержащую номера рисунков, иллюстрирующих расчет; значения, превышающие длительно-допустимый ток, должны быть выделены. Графическое представление результатов расчета должно быть выполнено в цвете и содержать: значения перетоков в виде мощности и тока, уровни напряжений, диспетчерские наименования подстанций, секций, ЛЭП и АТ (Т); значения, превышающие длительно-допустимый ток, должны быть выделены. Электрические параметры ветвей (R,X,B), длины и марки проводов должны отображаться на отдельных от результатов расчета графических представлениях модели сети на год ввода и на перспективу. Топология модели сети должна соответствовать последней утвержденной на момент поступления документации в ПАО «Ленэнерго» схеме и программе перспективного развития электроэнергетики.</p> <p>На основании выполненных расчетов определить нормальную схему сети и необходимость, места установки и логику работы АВР и</p>

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							100

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>противоаварийной автоматики;</p> <p>е) в случае выявления превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.), вызванных реконструкцией указанного объекта, предусмотреть усиление сети и замену оборудования или реализацию устройств ПА вне зависимости от принадлежности объектов в рамках данного титула. В случае, если выявленная необходимость реконструкции в части объектов, принадлежащих сторонним организациям, не вызвана реконструкцией указанного объекта, выполнение работ по их реконструкции в рамках данного объекта инвестиционной программы не предусматривать, в документации сделать заключение с объемом необходимых работ на данных объектах;</p> <p>ж) выполнить расчеты токов короткого замыкания на шинах 110, 10 кВ ПС 110 кВ 75 (ПС 497) км и в прилегающей сети 110 кВ на год ввода объекта после реконструкции и на перспективу пяти лет с выполнением оценки соответствия отключающей способности коммутационного оборудования на ПС и в прилегающей сети 110 кВ токам короткого замыкания. Предусмотреть, в случае необходимости, мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. Расчет токов короткого замыкания должен содержать схему замещения, описание топологии сети, генерацию станций и заземления нейтралей трансформаторов;</p> <p>з) выполнить релейную защиту и автоматику в соответствии с действующими нормами и правилами. Согласовать оборудование РЗА 110 кВ на ПС 110 кВ 75 км с оборудованием</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										101
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>РЗА 110 кВ на смежных подстанциях.</p> <p>Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц в соответствии с рекомендациями письма Минэнерго Российской Федерации от 9 февраля 2018 г. № ЧА-1274.</p> <p>Определить принципиальные решения по системам (РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, АПВ, АИИС КУЭ, связи и т.д.) с указанием мест их размещения.</p> <p>Выполнить расчет параметров срабатывания устройств РЗА прилегающей сети 110 кВ района ПС 110 кВ 75 км:</p> <p>для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;</p> <p>для необходимости подключения к трансформатору тока в линии (для ЛЭП с двумя выключателями) защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной);</p> <p>для требуемого количества ступеней резервных защит ЛЭП и трансформаторов, места их установки и направленности;</p> <p>для необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ЛЭП 110 кВ или на трансформаторах ПС с автономным оперативным током и токовыми цепями);</p> <p>для алгоритмов АПВ;</p> <p>для принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит.</p> <p>Определить принципы действия и состав устройств, а также необходимые объемы управляющих воздействий для обеспечения</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			102

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>допустимых параметров электроэнергетического режима.</p> <p>Определить решения по регистрации аварийных событий (РАС), в т.ч. вид (тип) измеряемых параметров, частота обработки, условия пуска, устройство регистрации.</p> <p>В разделе по РЗА и ПА разработать принципиальные, структурно-функциональные, функционально-логические схемы, схемы организации передачи сигналов, схемы программируемой логики, данные по параметрированию и конфигурированию микропроцессорных терминалов.</p> <p>Разработать технические мероприятия для исключения ложных действий основных защит абсолютной селективностью транзитных ЛЭП 110 кВ при коротком замыкании в трансформаторе и за трансформатором 110 кВ отпаечных ПС, при этом необходимо рассмотреть возможность дальнего резервирования защит отпаечного трансформатора путем разрешения действия основных защит ЛЭП с выдержкой времени, достаточной для отстройки по времени от токовых защит отпаечного трансформатора, если чувствительность основных защит ЛЭП позволяет выявить КЗ внутри отпаечного трансформатора.</p> <p>Разработать совмещенную схему распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств РЗА, ПА, ОМП, телемеханики (ТМ), автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), мониторинга оборудования, включая противоположные концы ЛЭП.</p> <p>Разработать схемы организации цепей</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			103

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>переменного напряжения на ПС.</p> <p>Разработать схему организации передачи сигналов РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов по географически разнесенным трассам.</p> <p>Разработать перечень всех функций РЗиА и ПА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, трансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей (при наличии ремонтной перемычки 110 кВ предусмотреть возможность перевода защит линий на трансформаторы тока ремонтной перемычки).</p> <p>Разработать обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов подключаемых устройств.</p> <p>Разработать и выполнить в отдельных томах проектные решения по устройствам РЗА на ПС 110 кВ Назия (ПС 30) и ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522). Конкретный объем работ на смежных ПС в рамках данного объекта инвестиционной программы, а также состав устанавливаемого оборудования (включая тип защит) уточнить при проектировании и согласовать с Заказчиком и собственниками объектов;</p> <p>и) схемы подключения к системе собственных нужд и СОПТ определить проектом, при необходимости выполнить усиление;</p> <p>к) предусмотреть телемеханизацию вновь устанавливаемых устройств с включением в существующую систему телемеханики с передачей сигналов ТУ, ТС, ТИ на энергодиспетчерский пункт Мгинской дистанции</p>

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">8904-004-ПЗ</div>	Лист
										104

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>электрообеспечения. Предусмотреть корректировку программного обеспечения.</p> <p>Выполнить организацию системы дистанционного управления выключателями и разъединителя ОРУ-110 кВ из ОПУ тяговой подстанции ПС 110 кВ 75 км;</p> <p>л) организовать передачу ТС, ТИ по двум независимым (взаиморезервируемым) географически разнесенным каналам связи в диспетчерский центр филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и диспетчерские пункты ЦУС ПАО «Ленэнерго» и «Новоладожские электрические сети». Для этого предусмотреть создание системы сбора и передачи информации (ССПИ) отдельной или интегрированной в ПТК АСУ ТП подстанции и организационно-технические решения по созданию (модернизации) систем связи (выполнить отдельными томами).</p> <p>Предусмотреть синхронизацию комплекса с астрономическим временем.</p> <p>Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Реализация протокола и организация обмена должна соответствовать «Методическим рекомендациям по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой АО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104»</p> <p>Объём передаваемой информации телемеханики на диспетчерские щиты «Новоладожские электрические сети» филиала ПАО «Ленэнерго», ЦУС ПАО «Ленэнерго» и диспетчерский центр филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ согласовать на стадии проектирования.</p> <p>Предусмотреть комплекс организационно-технических мероприятий по испытаниям и вводу системы в эксплуатацию в соответствии с</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										105
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>ГОСТ 34.601-90 и ГОСТ 34.603-92.</p> <p>Схему организации связи, таблицу распределения информационных потоков систем связи согласовать с филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, ПАО «Ленэнерго» и другими заинтересованными организациями на стадии ОТР. В описании схемы и на самой схеме должны быть даны краткие характеристики основного каналообразующего оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием АО «СО ЕЭС» и ПАО «Ленэнерго».</p> <p>Предусмотреть обеспечение инфраструктуры, включая:</p> <ul style="list-style-type: none"> подготовку помещений, в том числе создание систем поддержания микроклимата; организацию системы гарантированного электропитания всех подсистем ССПИ с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (в соответствии с действующими НТД, уточняется для каждого конкретного проекта). <p>Разработать программы и методики испытаний систем;</p> <p>м) выполнить раздел по определению электромагнитной обстановки на ПС 110 кВ 75 км, при необходимости принять меры по приведению ее в надлежащее состояние;</p> <p>н) выполнить организацию учета электроэнергии в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации и нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, регламентирующих требования к учету электроэнергии.</p> <p>Типы используемых счетчиков электроэнергии согласовать с Октябрьской дирекцией по энергообеспечению.</p> <p>Предусмотреть автоматизированную передачу</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										106
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	данных со счетчиков электроэнергии на региональный сервер Октябрьской дирекции по энергообеспечению и включение их в АИИСКУЭ ОАО «РЖД»; 3) технические решения и параметры проектируемых объектов принять в соответствии с межгосударственными и национальными стандартами, сводами правил и нормативными документами в области проектирования и строительства объектов инфраструктуры железнодорожного транспорта и электроэнергетики, применяемыми на добровольной основе, иными нормативными документами федеральных органов исполнительной власти, а также техническими и технологическими нормами ОАО «РЖД»
12. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	применяемые при проектировании материалы и оборудование должны соответствовать стандартам Российской Федерации и иметь сертификаты соответствия качества продукции
13. Требования к технологии, режиму работы предприятия	режим работы объекта проектирования – круглосуточный с предоставлением технологических перерывов («окон») для технического обслуживания объектов инфраструктуры железнодорожного транспорта
14. Требования к обеспечению санитарно-гигиенических условий труда и к мероприятиям по охране труда	проектные решения принять согласно действующим нормативно-правовыми документам Российской Федерации
15. Требования к составу природоохранного раздела	не требуется
16. Требования к режиму пожарной безопасности	не требуется

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							107

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
17. Требования к разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	не требуется
18. Требования к разработке мероприятий по обеспечению комплексной безопасности объекта	не требуется
19. Требования по энергетической эффективности проектируемых зданий и сооружений	не требуется
20. Необходимость проектирования объектов жилищного, коммунального и социально-культурного назначения	не требуется
21. Технические условия, исходная и разрешительная документация	<p>при проектировании руководствоваться техническими условиями Октябрьской дирекции по энергообеспечению.</p> <p>Необходимые исходные данные, в том числе для составления ПОС и сметной документации, подготавливаются проектной организацией совместно с балансодержателем ПС 110 кВ 75 км Мгинской дистанцией электроснабжения.</p> <p>Руководствоваться выкопировками из схем и планов тяговой подстанции, линий электропередачи, другими исходными данными, представляемыми Октябрьской железной дорогой и отдельно запрашиваемыми проектной организацией в сторонних организациях (Филиале АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, ПАО «Ленэнерго» и других).</p> <p>При необходимости проектная организация</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										108
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>получает дополнительные технические условия от причастных организаций и согласовывает их с Заказчиком, в том числе на организацию каналов связи и подвес ВОЛС.</p> <p>В соответствии с ГОСТ Р55438-2013 необходимо урегулировать имущественно-правовые вопросы с собственниками объектов</p>
22. Необходимость выполнения обследовательских работ и инженерных изысканий	обследования и изыскания выполнить в соответствии с объемом и составом работ данного проекта
23. Требования к составу и оформлению проектной документации	<p>рабочая документация должна соответствовать Инструкции ОАО «РЖД», утвержденной распоряжением от 28 апреля 2016 г № 788р, техническим регламентам и другим нормативным документам, действующим на момент выдачи рабочей документации.</p> <p>Представить лист расчета прогнозной стоимости на период строительства по утвержденной форме согласно приложению № 7 ОПДС-2821.2001 с учетом изменений и дополнений, действующих на момент выдачи рабочей документации.</p> <p>Рабочая документация должна содержать пояснительную записку, проект организации строительства (ПОС) и сводный сметный расчет.</p> <p>В пояснительной записке предусмотреть разработку таблицы «Технико-экономические показатели».</p> <p>В спецификациях предусмотреть разделение на оборудование и материалы. Для оборудования указать код СК МТР «Росжелдорснаб».</p> <p>Проектирование выполнить в соответствии с Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением от 25 августа 2017 г. 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017.</p> <p>При создании новых или модернизации,</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										109
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>реконструкции, технического перевооружении существующих комплексов и устройств РЗА, руководствоваться положениями и требованиями Стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», утвержденного и введенного в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28 апреля 2012 г. № 177, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29 июля 2014 г. № 201, приказом АО «СО ЕЭС» от 22 сентября 2016 г. № 254.</p> <p>Пояснительная записка должна включать в себя проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики в соответствии с принятыми решениями проекта.</p> <p>Проектная документации по РЗА должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> обоснования необходимости создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА; обоснования необходимости выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на смежных объектах; обоснования необходимости модернизации автоматизированной системы диспетчерского управления ДЦ; сроки и этапы выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА; технико-экономическое обоснование вариантов реализации технических решений
24. Требования к разработке сметной документации	сметную документацию составить с применением отраслевой сметно-нормативной базы (ОСНБЖ-2001) с разделением затрат по

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							110

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>филиалам-балансодержателям согласно выданным техническим условиям.</p> <p>Состав и объем разрабатываемой сметной документации согласно требований «Порядка определения текущей стоимости и оформления сметной документации в двух уровнях цен (базисном и текущем) объектов капитального строительства ОАО «РЖД», утвержденного распоряжением ОАО «РЖД» от 14 апреля 2014 г. № 424р.</p> <p>В сметной документации предусмотреть затраты на выполнение пусконаладочных работ</p>
25. Требования к согласованию проектных решений	<p>ведомственная технико-технологическая экспертиза проекта выполняется Октябрьской дирекцией по энергообеспечению.</p> <p>Документация должна быть согласована с филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и ПАО «Ленэнерго» в полном объеме до направления на экспертизу.</p> <p>Экспертиза сметной документации выполняется Трансэнерго.</p> <p>Государственная регистрация объекта не требуется.</p> <p>Согласование разработанной документации с причастными подразделениями ОАО «РЖД», компетентными государственными органами, органами местного самоуправления, а также с организациями, выдавшими технические условия, осуществляет генеральная проектная организация при участии Заказчика. Согласование разработанной документации с филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и с ПАО «Ленэнерго» осуществляет уполномоченное подразделение ОАО «РЖД»</p>
26. Количество экземпляров проектной документации	<p>разработанная документация передается в бумажном и электронном виде:</p> <p>1) Октябрьской дирекции по энергообеспечению в одном экземпляре на бумажном и электронном</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										111
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
	<p>носителях для проведения экспертизы;</p> <p>2) заказчику в лице Октябрьской дирекции по энергообеспечению после устранения замечаний, получения полного комплекта согласований, получения положительного заключения технико-технологической экспертизы и экспертизы смет, в четырех экземплярах на бумажном и электронном носителях.</p> <p>В электронной версии документации представить текстовый и графический материал в формате .pdf (вся документация), .doc (текстовые материалы) и .dwg (схемы, рисунки и другие графические материалы), сметная документация в формате .arps и .xls, спецификация на оборудование в формате .xls.</p> <p>Предусмотреть дополнительно экземпляры разделов РЗиА утвержденной документации на бумажном и электронном носителях для ПАО «Ленэнерго» и филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ</p>
27. Требования к увязке с другими проектами	увязать с проектом по замене преобразовательных агрегатов на тяговой подстанции ПС 110 кВ 75 км
28. Требования по представлению документации для проведения конкурса по выбору подрядчиков на строительство	<p>выполнить разработку технической части конкурсной документации.</p> <p>Конкурсная документация представляется на отдельном CD-диске в редактируемом формате.</p>

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							112

УКАЗАТЕЛЬ

рассылки задания на проектирование «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ»

от «__» _____ 2018 г. № _____

№ п.п.	Кому разослано	Примечание
1	ТЭ	
2	ОКТ НТЭ	

Указатель рассылки составил: Зоткин А.В.
(ТЭ, тел. (499) 260-77-96)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										113
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ЕАСД ОАО "РЖД"

Распечатано: 05.06.2018, 15:54:56,

Вид документа: Прочее

Название:

ЗАДАНИЕ на проектирование «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ» Октябрьской железной дороги Код объекта в СПИУИ ОАО «РЖД»: 001.2013.10001406

Тех. номер РК: 41530560

Виза редактора: нет

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

Маршрут:

Подразделение	Ф.И.О. согласующего	Дата согласования	Согласование	Дата замечания	Текст замечания	Ф.И.О. доверенного лица в ЕАСД
Трансэнерго	Терещенко Александр Любомирович	04.06.2018	Согласовано без замечаний			Терещенко Александр Любомирович
Октябрьская НТЭ	Медведев Михаил Евгеньевич	31.05.2018	Согласовано без замечаний			Медведев Михаил Евгеньевич
Октябрьская ж.д.	Попов Виталий Владимирович	01.06.2018	Согласовано без замечаний			Попов Виталий Владимирович
Трансэнерго	Елисеев Анатолий Николаевич	01.06.2018	Согласовано без замечаний			Елисеев Анатолий Николаевич
Трансэнерго	Лосев Виктор Григорьевич	04.06.2018	Согласовано без замечаний			Лосев Виктор Григорьевич
Трансэнерго	Симонова Татьяна Юрьевна	05.06.2018	Согласовано без замечаний			Симонова Татьяна Юрьевна

Ведущий инженер отдела подготовки строительства  Зоткин А.В.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							114



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС»
«РЕГИОНАЛЬНОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГА И
ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ»
(Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ)
проспект Тореза, д. 31,
г. Санкт-Петербург, 194223
Тел.: (812) 595-34-15 Факс: (812) 595-39-72
E-mail: rdu@lenrdu.so-ups.ru
http://www.so-ups.ru
ОКПО 15157167 ОГРН 1027700201352
ИНН/КПП 7705454461/780243003

Главному инженеру
Филиала ОАО «РЖД»
Трансэнерго
Октябрьская дирекция по
энергообеспечению
М.Е. Медведеву

25.04.2018 № РЗЛ-БЗ-Г-19-1975
исх-4059/
на № ОКТНТЭ от 24.04.2018

О согласовании ЗП по
объектам РЖД

Уважаемый Михаил Евгеньевич!

Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ рассмотрел и согласовывает
откорректированные задания на проектирования (ЗП) по титулам:

- «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ»;
- «Техническое перевооружение тяговой подстанции Громово (ЭЧЭ-18). Замена отделителей и короткозамыкателей 110 кВ на вакуумные выключатели, замена защит 110 кВ»;
- «Техническое перевооружение тяговой подстанции Мюллюпельто (ЭЧЭ-19). Замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели»;
- «Техническое перевооружение тяговой подстанции Волховстрой. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ».

Копию утвержденных ЗП необходимо направить в наш адрес.

Приложение: 1. ЗП по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ» на 15 л. в 1 экз.;
2. ЗП по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции Громово (ЭЧЭ-18). Замена отделителей и короткозамыкателей 110 кВ на вакуумные выключатели, замена защит 110 кВ» на 16 л. в 1 экз.;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							8904-004-ПЗ	Лист
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		115

2. ЗП по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции Мюллюпельто (ЭЧЭ-19). Замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели» на 16 л. в 1 экз.;

2. ЗП по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции Волховстрой. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110кВ» на 16 л. в 1 экз.

Первый заместитель директора –
главный диспетчер

А.В. Зайцев

С.А. Шаньгина,
(812) 595-34-42

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										116
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Приложение Б

Исходные данные для выполнения проектно-изыскательских работ «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель
начальника Трансэнерго –
филиала ОАО «РЖД»



В.Г.Лосев
2018 г.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ для выполнения проектно-изыскательских работ

Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ

Код объекта в автоматизированной системе
планирования и учета инвестиций ОАО «РЖД»: 001.2013.10001406

Проектом предусмотреть:

1. На территории подстанции выполнить сооружение нового ОРУ-110 кВ взамен существующего. Рассмотреть как вариант схему мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (тип схемы, состав и наполнение определить проектом и согласовать с заказчиком и ПАО «Ленэнерго»). Применить вакуумные выключатели 110 кВ. Объем работ по организации заходов ВЛ-110 кВ на новое ОРУ-110 кВ определить проектом и согласовать с ПАО «Ленэнерго».
2. На территории подстанции выполнить замену двух силовых трансформаторов 110/10 кВ на новые, мощность определить проектом по результатам расчетов. Объем работ по переводу существующих нагрузок 10 кВ на новые трансформаторы определить проектом. Выполнить работы по переустройству маслоприемников.
3. Необходимость замены существующих трансформаторов тока определить проектом, в случае возможности предусмотреть перенос на новое ОРУ-110 кВ.
4. Предусмотреть реконструкцию контура заземления, системы молниезащиты и системы наружного освещения ПС 110 кВ 75 км (ПС 497). Объем работ определить проектом.
5. Выполнить расчет электрических режимов работы сети 110 кВ и выше в районе ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для нормальных, основных ремонтных схем и послеаварийных режимов в указанных схемах, для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня на год ввода объекта и 5 летнюю перспективу в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	8904-004-ПЗ	Лист
										117

Для верификации расчетной модели предоставить схему потокораспределения, выполненную на характерный час зимнего замерного дня. Результаты контрольных измерений, дополнительная нагрузка с учетом АТП, заявок, договоров и отложенного спроса предоставляются по запросу и должны быть оформлены в виде приложений.

Длительно-допустимый ток ЛЭП, АТ(Т), оборудования ячеек, ошиновок и результаты расчетов должны быть сведены в единую таблицу, содержащую номера рисунков, иллюстрирующих расчет; значения превышающие длительно-допустимый ток должны быть выделены. Графическое представление результатов расчета должно быть выполнено в цвете и содержать: значения перетоков в виде мощности и тока, уровни напряжений, диспетчерские наименования подстанций, секций, ЛЭП и АТ(Т); значения превышающие длительно-допустимый ток должны быть выделены. Электрические параметры ветвей (R,X,B) или длины и марки проводов должны отображаться на отдельных от результатов расчета графических представлениях модели сети на год ввода и на перспективу. Топология модели сети должна соответствовать последней утвержденной на момент поступления документации в ПАО «Ленэнерго» «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики». На основании выполненных расчетов определить нормальную схему сети и необходимость, места установки и логику работы АВР и противоаварийной автоматики.

6. В случае выявления превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.), вызванных реконструкцией указанного объекта, предусмотреть усиление сети и замену оборудования или реализацию устройств ПА вне зависимости от принадлежности объектов в рамках данного титула. В случае, если выявленная необходимость реконструкции в части объектов, принадлежащих сторонним организациям, не вызвана реконструкцией указанного объекта, выполнение работ по их реконструкции в рамках данного объекта инвестиционной программы не предусматривать, в документации сделать заключение с объемом необходимых работ на данных объектах

7. Выполнить расчеты токов к.з. на шинах 110, 10 кВ ПС 110 кВ 75 (ПС 497) км и в прилегающей сети 110 кВ на год ввода объекта после реконструкции и на перспективу 5 лет, с выполнением оценки соответствия отключающей способности коммутационного оборудования на ПС и в прилегающей сети 110 кВ токам к.з. Предусмотреть в случае необходимости мероприятия по ограничению токов к.з. Расчет токов к.з. должен содержать схему замещения, описание топологии сети, генерацию станций и заземления нейтралей трансформаторов.

8. Выполнить релейную защиту и автоматику в соответствии с действующими нормами и правилами. Согласовать оборудование РЗА 110 кВ на ПС 110 кВ 75 км с оборудованием РЗА 110 кВ на смежных подстанциях: Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ,

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист	
								118
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц. в соответствии с рекомендациями письма Минэнерго РФ от 09.02.2018 №ЧА-1274.

Определить принципиальные решения по системам (РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, АПВ, АИИС КУЭ, связи и т.д.) с указанием мест их размещения.

Выполнить расчет параметров срабатывания устройств РЗА прилегающей сети 110 кВ района ПС 110 кВ 75 км:

- для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;
- Для необходимости подключения к трансформатору тока в линии (для ЛЭП с двумя выключателями) защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной);
- для требуемого количества ступеней резервных защит ЛЭП и трансформаторов, места их установки и направленности;
- для необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ЛЭП 110 кВ или на трансформаторах ПС с автономным оперативным током и токовыми цепями);
- для алгоритмов АПВ;
- для принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит.

Определить принципы действия и состав устройств, а также необходимые объемы управляющих воздействий для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

Определить решения по регистрации аварийных событий (РАС), в т.ч. вид (тип) измеряемых параметров, частота обработки, условия пуска, устройство регистрации.

В разделе по РЗА и ПА разработать принципиальные, структурно-функциональные, функционально-логические схемы, схемы организации передачи сигналов, схемы программируемой логики, данные по параметрированию и конфигурированию микропроцессорных терминалов.

Разработать технические мероприятия для исключения ложных действий основных защит абсолютной селективностью транзитных ЛЭП 110 кВ при коротком замыкании в трансформаторе и за трансформатором 110 кВ отпаечных ПС, при этом необходимо рассмотреть возможность дальнейшего резервирования защит отпаечного трансформатора путем разрешения действия основных защит ЛЭП с выдержкой времени, достаточной для отстройки по времени от токовых защит отпаечного трансформатора, если чувствительность основных защит ЛЭП позволяет выявить КЗ внутри отпаечного трансформатора.

Разработать совмещенную схему распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств РЗА, ПА, ОМП, телемеханики (ТМ), автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), мониторинга оборудования, включая противоположные концы ЛЭП.

Разработать схемы организации цепей переменного напряжения на ПС.

Разработать схему организации передачи сигналов РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы,

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист	
								119
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

другое) с учетом резервирования каналов по географически разнесенным трассам.

Разработать перечень всех функций РЗА и ПА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, трансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей (при наличии ремонтной перемычки 110 кВ предусмотреть возможность перевода защит линий на трансформаторы тока ремонтной перемычки).

Разработать обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов подключаемых устройств.

Разработать и выполнить в отдельных томах проектные решения по устройствам РЗА на ПС 110 кВ Назия (ПС 30) и ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522). Конкретный объем работ на смежных ПС в рамках данного объекта инвестиционной программы, а также состав устанавливаемого оборудования (включая тип защит) уточнить при проектировании и согласовать с Заказчиком и собственниками объектов.

9. Схемы подключения к системе собственных нужд и СОПТ определить проектом, при необходимости выполнить усиление.

10. Предусмотреть телемеханизацию вновь устанавливаемых устройств с включением в существующую систему телемеханики с передачей сигналов ТУ, ТС, ТИ на энергодиспетчерский пункт Мгинской дистанции электроснабжения. Предусмотреть корректировку программного обеспечения. Выполнить организацию системы дистанционного управления выключателями и разъединителя ОРУ-110 кВ из ОПУ тяговой подстанции ПС 110 кВ 75 км.

11. Организовать передачу ТС, ТИ по двум независимым (взаиморезервируемым) географически разнесенным каналам связи в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и диспетчерские пункты ЦУС ПАО «Ленэнерго» и Филиала ПАО «Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети». Для этого предусмотреть создание системы сбора и передачи информации (ССПИ) отдельной или интегрированной в ПТК АСУ ТП подстанции и организационно-технические решения по созданию (модернизации) систем связи (выполнить отдельными томами).

Предусмотреть синхронизацию комплекса с астрономическим временем.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Реализация протокола и организация обмена должна соответствовать «Методическим рекомендациям по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой АО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104».

Объем передаваемой информации телемеханики на диспетчерские щиты филиала ПАО «Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети», ЦУС ПАО «Ленэнерго» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ согласовать на стадии проектирования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										120
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Предусмотреть комплекс организационно-технических мероприятий по испытаниям и вводу системы в эксплуатацию в соответствии с ГОСТ 34.601-90 и ГОСТ 34.603-92.

Схему организации связи, таблицу распределения информационных потоков систем связи согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, ПАО «Ленэнерго» и другими заинтересованными организациями на стадии ОТР. В описании схемы и на самой схеме должны быть даны краткие характеристики основного каналообразующего оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием АО «СО ЕЭС» и ПАО «Ленэнерго».

Предусмотреть обеспечение инфраструктуры, включая:

- подготовку помещений, в том числе создание систем поддержания микроклимата;
- организацию системы гарантированного электропитания всех подсистем ССПИ с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (в соответствии с действующими НТД, уточняется для каждого конкретного проекта).

Разработать программы и методики испытаний систем.

12. Выполнить раздел по определению электромагнитной обстановки на ПС 110 кВ 75 км, при необходимости принять меры по приведению ее в надлежащее состояние.

13. Выполнить организацию учета электроэнергии в соответствии с требованиями законодательства и нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, регламентирующих требования к учету электроэнергии. Разработать проект организации АИИСКУЭ на вводах подстанции ПС 110 кВ 75 км, в котором предусмотреть:

- организацию учета электрической энергии на новых присоединениях 110 кВ;
- при невозможности использования существующих применить счётчики электроэнергии типа А1802RALXQGBDW4;
- при невозможности использования существующих трансформаторов тока предусмотреть установку трансформаторов тока в ОРУ-110 кВ класса точности 0,2S в каждой фазе присоединения, имеющих отдельную пломбируемую обмотку коммерческого учета электроэнергии с номинальным током 1,0 А, мощностью 2 ВА, обеспечивающих измерение величин в заданном классе точности в диапазоне от 0,1 % до 200 % номинального первичного тока;
- установку приборов учета на отдельных панелях;
- цепи учета необходимо выполнить отдельным экранированным кабелем от трансформаторов тока и трансформаторов напряжения до счетчиков через испытательную клеммную колодку (ИКК);
- подключение всех приборов учета к системе АИИСКУЭ для автоматизированной передачи данных приборов учета на региональный сервер Октябрьской дирекции по энергообеспечению;
- разработать Методику выполнения измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИСКУЭ ОАО «РЖД» (или внести изменения в существующую), описание типа средства измерения АИИСКУЭ ОАО «РЖД» (по тяговой подстанции 75 км), обеспечить их согласование и утверждение в установленном порядке;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ	Лист
							121
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- оснащение вновь устанавливаемых электроустановок тяговой подстанции 75 км средствами измерения и регистрации качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

14. Предусмотреть в проекте раздел по электромагнитной совместимости устройств электроснабжения с сооружениями, находящимися в зоне их влияния. При необходимости определить меры по приведению электромагнитной совместимости в надлежащее состояние, в том числе предусмотреть прокладку экранированных кабелей вторичных цепей.

15. Выполнить реконструкцию наружного контура заземления, систем молниезащиты и грозозащиты, системы наружного освещения ПС 110 кВ 75км.

16. На территории подстанции высоковольтные и низковольтные кабели проложить раздельно в полиамидных (полимерных, композитных) негорючих кабельных каналах, расположенных выше уровня земли и исключающие подтопление, тип определить проектом.

17. Предусмотреть вырезку задерненного грунта, укладку противотравной пленки, устройство гравийной подсыпки на территории установки нового оборудования подстанции. Проектом предусмотреть водоотведение с территории установки нового оборудования тяговой подстанции и отвод за территорию подстанции.

18. Все металлоконструкции должны иметь антикоррозионное защитное покрытие, выполненное горячим оцинкованием.

19. Проектные решения должны быть направлены на обеспечение конструктивной надежности и безопасной эксплуатации.

20. Предусмотреть в смете затраты на демонтаж реконструируемого оборудования и транспортировку на базу Мгинской дистанции электроснабжения.

21. Проектом определить этапность проведения строительно-монтажных работ для обеспечения бесперебойного электроснабжения устройств тягового и нетягового электроснабжения, транзита электроэнергии. План выполнения работ согласовать с Октябрьской дирекцией по энергообеспечению, Мгинской дистанцией электроснабжения, ПАО «Ленэнерго», «Новоладожскими электрическими сетями» филиалом ПАО «Ленэнерго» и филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.

22. Разработать схему доставки оборудования при необходимости предусмотреть затраты на организацию подъездного пути или дороги.

23. В сметах предусмотреть затраты на пуско-наладочные работы «вхолостую» и «под нагрузкой» отдельными сметами.

24. Предусмотреть авторский надзор за строительно-монтажными работами организацией выполняющей данный проект.

25. Проектирование выполнить в соответствии с нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017 от 25.08.2017г.

26. Проектирование, строительно-монтажные работы (в том числе в охранных зонах электрических сетей), осмотр и приемку в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства выполнить с учетом соблюдения

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										122
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

требований законодательства и нормативных документов федеральных органов исполнительной власти и ОАО «РЖД».

27. Отдельные технические решения в процессе проектирования согласовывать с Октябрьской дирекцией по энергообеспечению. Вновь применяемые технические решения согласовывать с Трансэнерго - филиалом ОАО «РЖД».

28. Проект согласовать с Октябрьской дирекцией связи, Октябрьской дирекцией по энергообеспечению, Мгинской дистанцией электроснабжения, Октябрьской дирекцией по энергообеспечению, Октябрьской железной дороги, ПАО «Ленэнерго», филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и другими организациями, выдавшими технические условия.

Главный инженер дирекции по
энергообеспечению –
структурного подразделения
Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»



М.Е. Медведев

2018г.

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер
Октябрьской железной дороги –
филиала ОАО «РЖД»



В.В. Попов

2018г.

Исп. Чернышев В.С., НТЭТ
436-11-49
436-85-84

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										123
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Приложение В

Технические условия на организацию каналов связи с тяговой ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для выполнения проектных работ по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ Октябрьской железной дороги»



25.05.2023

№ 10/02-020/454

На № 29/2755 СА от 06.04.2023

О технических условиях на организацию каналов связи с ПС 110 кВ 75 км (ПС 497)

Публичное акционерное общество
«Россети Ленэнерго»
197227, г. Санкт-Петербург,
вн. тер. г. муниципальный округ Дачное,
ул. Гамбеттская, д. 21, литера А,
пом. 8 (800) 320-3-220
e-mail: office@lenenergo.ru
www.rosseti-lenenergo.ru

Заместителю генерального
директора
АО «Ленгипротранс»

Седову А.Н.

Уважаемый Андрей Николаевич!

На обращение АО «Ленгипротранс» от 06.04.2023 № 29/2755СА направляю Вам технические условия на организацию каналов связи с тяговой ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для выполнения проектных работ по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ Октябрьской железной дороги» (Приложение 1).

Приложение: 1. Технические условия на организацию каналов связи с тяговой ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для выполнения проектных работ по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ Октябрьской железной дороги» на 2 л.

Начальник департамента автоматизированных систем
технологического управления (АСТУ) и связи

А.О. Щербак

Веселова Ринса Викторовна,
главный специалист службы связи
департамента АСТУ и С,
моб. +7(921) 780-65-79,
Veselova.RV@lenenergo.ru

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	124
			8904-004-ПЗ						

Технические условия на организацию каналов связи с тяговой ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) для выполнения проектных работ по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ» Октябрьской железной дороги»

1. Разработать схему организации каналов диспетчерской и технологической телефонной связи, передачи телеинформации, АИИС КУЭ с ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) в соответствии с «Типовым соглашением о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России между АО «СО ЕЭС» и территориальной сетевой организацией, являющейся дочерним обществом ПАО «Россети» от 31.01.2020г.
2. Предусмотреть организацию с ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) диспетчерских голосовых каналов связи (основной и резервный) на ДП ЦУС ПАО «Россети Ленэнерго» и ДП филиала ПАО «Россети Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети».
3. Предусмотреть организацию каналов передачи телеинформации с ПС 110 кВ 75 км (ПС 497) на:
 - ДП ЦУС ПАО «Россети Ленэнерго», протокол МЭК 870-5-104, интерфейс Ethernet, скорость не менее 64 Кб/с (основной и резервный);
 - ДП филиала ПАО «Россети Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети», протокол МЭК 870-5-104, интерфейс Ethernet, скорость не менее 64 Кб/с (основной и резервный).
4. Питание всех устройств АСДУ осуществлять от двух секций собственных нужд через щит АВР с достаточной мощностью.
5. Предусмотреть систему гарантированного электропитания, обеспечивающую работоспособность аппаратуры связи не менее 6 часов при отсутствии питания в сети переменного тока 220В.
6. Для организации каналов связи и передачи данных в направлении ДП ПАО «Россети Ленэнерго» в настоящее время с целью оптимизации выполнения проектных работ, как временный вариант, использовать точки подключения оборудования в существующую сеть ПАО «Россети Ленэнерго» по интерфейсу STM-1 на узлах междоузелного взаимодействия по адресам: СПб, ул. Боровая, д.57 (ИВЦ); СПб, ул. Асафьева, д. 4.
7. Схему организации каналов РЗиА согласовать с ЦУС ПАО «Россети Ленэнерго».
8. Предусмотреть выполнение требований информационной безопасности, установленных: а) Приказом ФСТЭК России № 31 от 14.03.2014, б)

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
--------------	--	--------------	--	--------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

11. Срок действия Технических условий составляет **один год** с момента выдачи. В случае изменения (дополнения) Технического задания, разрешительной документации, проектных решений и границ строительства данные технические условия считать недействительными.

Приложение Г

Телеграмма ОАО «РЖД» от 04.10.2018 № исх-8074/ТЭ О запрете применения выключателей 110-220 кВ в устройствах электроснабжения

ОАО «РЖД»
ТЕЛЕГРАММА

Всем НТЭ России

Запрещается применение вакуумных выключателей 110-220 кВ в устройствах электроснабжения ОАО «РЖД» до принятия решения по результатам проведения их опытной эксплуатации на тяговой подстанции Уйта ОКТ.

Обращаю Ваше внимание, что в технических заданиях на проектирование, исходных данных, и иных организационно-распорядительных документах, регламентирующих требования по выполнению проектных работ, должны быть исключены указания конкретных марок оборудования и наименования производителей.

Первый зам. ТЭ

« 04 » 10 2018 г.
№ исх-8074/ТЭ

Исп. Романов А.А., ТЭ
(499) 262-42-71

В.Г.Лосев

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							8904-004-ПЗ	Лист
										127
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Приложение Д Объем передаваемой информации с тяговой ПС 110 кВ 75 км

Таблица Д1 - Перечень сигналов ТИ

		№ параметра	Сведения о параметре (ТИ)							
			Обозначение устройства по проекту	Наименование параметра	Название присоединения, секции/системы шин	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Ед. измерения	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104
Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.	1	ИП N1	Ia	ВЛ 110 кВ Полянская-2	110	ТП 75 км	I	A	8192	РДУ/ЦУС
	2		Ib	ВЛ 110 кВ Полянская-2	110	ТП 75 км	I	A	8193	РДУ/ЦУС
	3		Ic	ВЛ 110 кВ Полянская-2	110	ТП 75 км	I	A	8194	РДУ/ЦУС
	4		Рсум м	ВЛ 110 кВ Полянская-2	110	ТП 75 км	P	МВт	8195	РДУ/ЦУС
	5		Qсум м	ВЛ 110 кВ Полянская-2	110	ТП 75 км	Q	Мвар	8196	РДУ/ЦУС
	6		Uab	ТН-2 110	110	ТП 75 км	U	кВ	8197	РДУ/ЦУС
	7		Ubc	ТН-2 110	110	ТП 75 км	U	кВ	8198	РДУ/ЦУС
	8		Uca	ТН-2 110	110	ТП 75 км	U	кВ	8199	РДУ/ЦУС
	9		F	ТН-2 110	110	ТП 75 км	F	Гц	8200	РДУ/ЦУС
	10	ИП N2	Ia	РП 110	110	ТП 75 км	I	A	8201	РДУ/ЦУС
	11		Ib	РП 110	110	ТП 75 км	I	A	8202	РДУ/ЦУС
	12		Ic	РП 110	110	ТП 75 км	I	A	8203	РДУ/ЦУС
	13		Рсум м	РП 110	110	ТП 75 км	P	МВт	8204	РДУ/ЦУС
	14		Qсум м	РП 110	110	ТП 75 км	Q	Мвар	8205	РДУ/ЦУС
	15	ИП N3	Ib	Т-2	110	ТП 75 км	I	A	8206	РДУ/ЦУС
	16		Рсум м	Т-2	110	ТП 75 км	P	МВт	8207	РДУ/ЦУС
						8904-004-ПЗ				Лист
										128
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

		№ параметра	Сведения о параметре (ТИ)								
			Обозначение устройства по проекту	Наименование параметра	Название присоединения, секции/системы шин	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Ед. измерения	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Направление передачи сигнала
Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.	17		Qсумм	Т-2	110	ТП 75 км	Q	Мвар	8208	РДУ/ЦУС	
	18	ИП N4	Ia	ВЛ 110 кВ Полянская-1	110	ТП 75 км	I	А	8209	РДУ/ЦУС	
	19		Ib	ВЛ 110 кВ Полянская-1	110	ТП 75 км	I	А	8210	РДУ/ЦУС	
	20		Ic	ВЛ 110 кВ Полянская-1	110	ТП 75 км	I	А	8211	РДУ/ЦУС	
	21		Рсумм	ВЛ 110 кВ Полянская-1	110	ТП 75 км	Р	МВт	8212	РДУ/ЦУС	
	22		Qсумм	ВЛ 110 кВ Полянская-1	110	ТП 75 км	Q	Мвар	8213	РДУ/ЦУС	
	23		Uab	ТН-1 110	110	ТП 75 км	U	кВ	8214	РДУ/ЦУС	
	24		Ubc	ТН-1 110	110	ТП 75 км	U	кВ	8215	РДУ/ЦУС	
	25		Uca	ТН-1 110	110	ТП 75 км	U	кВ	8216	РДУ/ЦУС	
	26		F	ТН-1 110	110	ТП 75 км	F	Гц	8217	РДУ/ЦУС	
	27	ИП 5	Ia	СВ 110	110	ТП 75 км	I	А	8218	РДУ/ЦУС	
	28		Ib	СВ 110	110	ТП 75 км	I	А	8219	РДУ/ЦУС	
	29		Ic	СВ 110	110	ТП 75 км	I	А	8220	РДУ/ЦУС	
	30		Рсумм	СВ 110	110	ТП 75 км	Р	МВт	8221	РДУ/ЦУС	
	31		Qсумм	СВ 110	110	ТП 75 км	Q	Мвар	8222	РДУ/ЦУС	
	32	ИП 6	Ib	Т1	110	ТП 75 км	I	А	8223	РДУ/ЦУС	
	33		Рсумм	Т1	110	ТП 75 км	Р	МВт	8224	РДУ/ЦУС	
						8904-004-ПЗ					Лист
											129
	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Сведения о параметре (ТИ)									
№ параметра	Обозначение устройства по проекту	Наименование параметра	Название присоединения, секции/системы шин	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Ед. измерения	Адрес в протоколе МЭК 60870-104	Направление передачи сигнала
34		Qсумм	T1	110	ТП 75 км	Q	Мвар	8225	РДУ/ЦУС
35	Температура	t		110	ТП 75 км	t	С	8226	РДУ/ЦУС
Количество сигналов ТИ обрабатываемых КП-С									70
Количество сигналов ТИ для одного (основного/резервного) каналов:									35
По всем присоединениям единицы измерения для параметра Р – мегаватты (МВт), Q – мегавары (Мвар), U – киловольты (кВ), I – амперы (А), F – герцы (Гц).									
Таблица Д2 - Перечень сигналов ТС									
Сведения о параметре (ТС)									
№ параметра	Наименование параметра/сигнала	Название присоединения, секции/системы шин/терминала	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Признак двухэлементной информации	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Способ подключения к оборудованию ТМ	Направление передачи сигнала
Телесигнализация положений КА									
1	Положение ЛР 110 ЛПл-2	ВЛ 110 кВ Полянская -2	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4096	с/к	РДУ/ЦУС
2	Положение ЗНЛ ЛР 110 ЛПл-2	ВЛ 110 кВ Полянская -2	110	ТП 75 км	Заземление	да	4097	с/к	РДУ/ЦУС
3	Положение ЗН ТТ 110 ЛПл-2	ВЛ 110 кВ Полянская -2	110	ТП 75 км	Заземление	да	4098	с/к	РДУ/ЦУС
4	Положение ШР 2 С 110	ВЛ 110 кВ Полянская -2	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4099	с/к	РДУ/ЦУС
						8904-004-ПЗ			
						Лист			
						130			

Сведения о параметре (ТС)										
№ параметра	Наименование параметра/ сигнала	Название присоединения, секции/ системы шин/терминала	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Признак двухэлементной информации	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Способ подключения к оборудованию ТМ	Направление передачи сигнала	
	5	Положение ЗНП ШР 2 С 110	ВЛ 110 кВ Полянская -2	110	ТП 75 км	Заземление	да	4100	с/к	РДУ/ЦУС
	6	Положение РТН-2 110	ТН-2 110	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4101	с/к	РДУ/ЦУС
	7	Положение ЗНТ РТН-2 110	ТН-2 110	110	ТП 75 км	Заземление	да	4102	с/к	РДУ/ЦУС
	8	Положение ШР 110 Т-2	Т-2	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4103	с/к	РДУ/ЦУС
	9	Положение ЗНШ ШР 110 Т-2	Т-2	110	ТП 75 км	Заземление	да	4104	с/к	РДУ/ЦУС
	10	Положение ЗНВ ШР 110 Т-2	Т-2	110	ТП 75 км	Заземление	да	4105	с/к	РДУ/ЦУС
	11	Положение В 110 Т-2	Т-2	110	ТП 75 км	Выключатель	да	4106	с/к	РДУ/ЦУС
	12	Положение РП-2 110	РП 110	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4107	с/к	РДУ/ЦУС
	13	Положение ЗН РП-2 110	РП 110	110	ТП 75 км	Заземление	да	4108	с/к	РДУ/ЦУС
	14	Положение СР-2 110	2 С 110 кВ	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4109	с/к	РДУ/ЦУС

		Сведения о параметре (ТС)								
№ параметра	Наименование параметра/ сигнала	Название присоединения, секции/ системы шин/терминала	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Признак двухэлементной информации	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Способ подключения к оборудованию ТМ	Направление передачи сигнала	
	15	Положение ЗНШ СР-2 110	2 С 110 кВ	110	ТП 75 км	Заземление	да	4110	с/к	РДУ/ЦУС
	16	Положение ЗНВ СР-2 110	2 С 110 кВ	110	ТП 75 км	Заземление	да	4111	с/к	РДУ/ЦУС
	17	Положение ЛР 110 ЛПл-1	ВЛ 110 кВ Полянская -1	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4112	с/к	РДУ/ЦУС
	18	Положение ЗНЛ ЛР 110 ЛПл-1	ВЛ 110 кВ Полянская -1	110	ТП 75 км	Заземление	да	4113	с/к	РДУ/ЦУС
	19	Положение ЗН ТТ 110 ЛПл-1	ВЛ 110 кВ Полянская -1	110	ТП 75 км	Заземление	да	4114	с/к	РДУ/ЦУС
	20	Положение ШР 1 С 110	ВЛ 110 кВ Полянская -1	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4115	с/к	РДУ/ЦУС
	21	Положение ЗНП ШР 1 С 110	ВЛ 110 кВ Полянская -1	110	ТП 75 км	Заземление	да	4116	с/к	РДУ/ЦУС
	22	Положение РТН-1 110	ТН-1 110	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4117	с/к	РДУ/ЦУС
23	Положение ЗНТ РТН-1 110	ТН-1 110	110	ТП 75 км	Заземление	да	4118	с/к	РДУ/ЦУС	
24	Положение ШР 110 Т-1	Т-1	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4119	с/к	РДУ/ЦУС	
						8904-004-ПЗ				Лист
										132
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

	№ параметра	Сведения о параметре (ТС)									
		Наименование параметра/ сигнала	Название присоединения, секции/ системы шин/терминала	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Признак двухэлементной информации	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Способ подключения к оборудованию ТМ	Направление передачи сигнала	
		25	Положение ЗНШ ШР 110 Т-1	Т-1	110	ТП 75 км	Заземление	да	4120	с/к	РДУ/ЦУС
		26	Положение ЗНВ ШР 110 Т-1	Т-1	110	ТП 75 км	Заземление	да	4121	с/к	РДУ/ЦУС
		27	Положение В 110 Т-1	Т-1	110	ТП 75 км	Выключатель	да	4122	с/к	РДУ/ЦУС
		28	Положение РП-1 110	РП 110	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4123	с/к	РДУ/ЦУС
		29	Положение ЗН РП-1 110	РП 110	110	ТП 75 км	Заземление	да	4124	с/к	РДУ/ЦУС
		30	Положение СР-1 110	1 С 110 кВ	110	ТП 75 км	Разъединитель	да	4125	с/к	РДУ/ЦУС
		31	Положение ЗНШ СР-1 110	1 С 110 кВ	110	ТП 75 км	Заземление	да	4126	с/к	РДУ/ЦУС
		32	Положение ЗНВ СР-1 110	1 С 110 кВ	110	ТП 75 км	Заземление	да	4127	с/к	РДУ/ЦУС
	33	Положение СВ 110	СВ 110	110	ТП 75 км	Выключатель	да	4128	с/к	РДУ/ЦУС	
АПТС											
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ				Лист	
										133	

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Сведения о параметре (ТС)									
№ параметра	Наименование параметра/сигнала	Название присоединения, секции/системы шин/терминала	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Признак двухэлементной информации	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Способ подключения к оборудованию ТМ	Направление передачи сигнала
34	Срабатывание основной защиты ВЛ 110 кВ Полянская -1	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4131	с/к	ЦУС
35	Срабатывание основной защиты ВЛ 110 кВ Полянская -2	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4132	с/к	ЦУС
36	Срабатывание резервной защиты ВЛ 110 кВ Полянская -1	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4133	с/к	ЦУС
37	Срабатывание резервной защиты ВЛ 110 кВ Полянская -2	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4134	с/к	ЦУС
38	Запрет АПВ СВ 110	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4135	с/к	ЦУС
						8904-004-ПЗ			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист 134			

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Сведения о параметре (ТС)										
№ параметра	Наименование параметра/сигнала	Название присоединения, секции/системы шин/терминала	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Признак двухэлементной информации	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Способ подключения к оборудованию ТМ	Направление передачи сигнала	
39	Срабатывание ОМП ВЛ 110 кВ Полянская -1	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4136	с/к	ЦУС	
40	Срабатывание ОМП ВЛ 110 кВ Полянская -2	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4137	с/к	ЦУС	
41	Срабатывание основной защиты Т-1	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4138	с/к	ЦУС	
42	Срабатывание резервной защиты Т-1	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4139	с/к	ЦУС	
43	Срабатывание основной защиты Т-2	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4140	с/к	ЦУС	
44	Срабатывание резервной защиты Т-2	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4141	с/к	ЦУС	
						8904-004-ПЗ				Лист
										135
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Сведения о параметре (ТС)									
№ параметра	Наименование параметра/сигнала	Название присоединения, секции/системы шин/терминала	Класс напряжения РУ, кВ	Наименование объекта	Тип параметра	Признак двухэлементной информации	Адрес в протоколе МЭК 60870-5-104	Способ подключения к оборудованию ТМ	Направление передачи сигнала
45	Срабатывание УРОВ В 110 Т-1	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4142	с/к	РДУ/ЦУС
46	Срабатывание УРОВ В 110 Т-2	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4143	с/к	РДУ/ЦУС
47	Срабатывание УРОВ СВ 110	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4144	RS-485	РДУ/ЦУС
48	Неисправность В 110 Т-1	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4145	RS-485	РДУ/ЦУС
49	Неисправность В 110 Т-2	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4146	RS-485	РДУ/ЦУС
50	Неисправность СВ 110	-	110	ТП 75 км	АПТС	-	4147	RS-485	РДУ/ЦУС
Количество сигналов ТС обрабатываемых КП-С									166
Количество сигналов ТС для одного (основного/резервного) каналов:									50
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	8904-004-ПЗ			
						Лист			
						136			

Приложение Е

Состав рабочей документации по объекту: "Техническое перевооружение тяговой подстанции 75 км. Установка секционных выключателей между питающими линиями 110 кВ" Октябрьской железной дороги

Обозначение	Наименование	Примечание
8904-004-ПЗ	Утверждаемая часть. Пояснительная записка	
8904-004-ПОС	Утверждаемая часть. Проект организации строительства	
8904-004-СМ1	Утверждаемая часть. Сводный сметный расчет стоимости строительства	
8904-004-СМ2	Утверждаемая часть. Сметные расчеты	
8904-005-ЭП	Открытая и закрытая часть тяговой подстанции. Технологическая часть	
8904-006-КЖ	Открытая и закрытая часть тяговой подстанции. Строительная часть	
8904-007-РЗ	Релейная защита оборудования тяговой подстанции	
8904-008-АСУ	Автоматизированная система управления тяговой подстанцией	
8904-009-РЗ	РЗиА линии 110 кВ	
8904-010-ПД	Сбор и передача телеинформации в филиал АО "СО ЕЭС" Ленинградское РДУ	
8904-011-АКУ	АСКУЭ тяговой подстанции	
8904-012-ВЧ	Расчёт и организация каналов ВЧ связи	
8904-013-СС	Сети связи и СПД	
8904-015-ГП	Благоустройство и маслоотвод. Устройство маслосборника.	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						<div style="text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">8904-004-ПЗ</div>	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		137

