



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭННОВА»

Инжиниринговая компания по проектированию, наладке и комплектации энергетических объектов.

Саморегулируемая организация 01-П-2009

Регистрационный номер 01-П №142 от 25.11.2009 г.

**Заказчик - ПАО "Фортум"**

**"Строительство КТП с подключением от ГРУ-10кВ ЧТЭЦ-1 и  
переподключением от РП 100 ЧГЭС"**

*РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Кабельная линия 10 кВ**

**Основной комплект рабочих чертежей**

**277-19Э/ПИР-0-22-ЭС1**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭННОВА»

Инжиниринговая компания по проектированию, наладке и комплектации энергетических объектов.

Саморегулируемая организация 01-П-2009

Регистрационный номер 01-П №142 от 25.11.2009 г.

**Заказчик - ПАО "Фортум"**

**"Строительство КТП с подключением от ГРУ-10кВ ЧТЭЦ-1 и  
переподключением от РП 100 ЧГЭС"**

*РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Кабельная линия 10 кВ**

**Основной комплект рабочих чертежей**

**277-19Э/ПИР-0-22-ЭС1**

Согласовано		
Взам. инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.	210302	

Главный инженер проекта

\_\_\_\_\_ Д.В.Никулин

Инв. №подл. 210302	Подп. и дата	Взам. инв №	Согласовано		

Ведомость основных комплектов		
Обозначение	Наименование	Примечание
277-193/ПИР-0-22-ЭС1	Кабельная линия 10 кВ	
277-193/ПИР-0-22-ЭС2	Кабельные линии 0,4 кВ питания потребителей собственных нужд	
277-193/ПИР-0-22-ЭС3	Кабельные линии 0,4 кВ питания коммерческих потребителей	
277-193/ПИР-0-22-ЭП	БКТП-10/0,4 кВ. Электротехнические решения	
277-193/ПИР-0-22-АС	БКТП-10/0,4 кВ. Архитектурно-строительные решения	

Ведомость рабочих чертежей основного комплекта

Лист	Наименование	Примечание
1	Общие данные	2 листа
2	Пояснительная записка	2 листа
3	Однолинейная схема	
4	План трассы КЛ-10 кВ	
5	Ведомости	
6	Проверка сечения кабеля	2 листа

*Ведомость ссылочных и прилагаемых документов*

Обозначение	Наименование	Примечание
	<u>Ссылочные документы</u>	
ПУЭ, 6-е издание, 2000 г.	Правила устройства электроустановок	
ПУЭ, 7-е издание, 2003 г.	Правила устройства электроустановок	
СО 153-34.20.501-2003	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации	
Постановление правительства РФ от 16.09.2020 №14 79 (ред. от 31.12.2020)	"Об утверждении правил противопожарного режима в Российской Федерации"	
НПБ 110-03	Нормы пожарной безопасности "Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией"	
РД 153-34.3-03.285-2002	Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ	
СП 76.13330.2016 (СПбП 3.05.06-85)	Электротехнические устройства	
А5-92/ВНИИПИ Тяжпромэнергопроект/1992 г.	Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях. Выпуск 1. Материалы для проектирования и рабочие чертежи/	

*Ведомость ссылочных и прилагаемых документов*

Обозначение	Наименование	Примечание
ПОТЭУ утвержденные приказом №903 от 15.12.2020 г.	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок	
277-193/ПИР-0-22 -ИГИ	Инженерно-геологические изыскания	
277-193/ПИР-0-22 -ИГДИ	Инженерно-геодезические изыскания	
	<u>Прилагаемые документы</u>	
277-193/ПИР-0-22 -ЭС1.СО	Спецификация оборудования, изделий и материалов	
277-193/ПИР-0-22 -ЭС1.РР	Расчет уставок РЗА отходящей линии яч.13 ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1	
277-193/ПИР-0-22 -ЭС1.СМ	Сметный расчет	

### Общие указания

Рабочая документация выполнена на основании технического задания, данных инженерных изысканий 277-193/ПИР-0-22-ИГИ "Инженерно-геологические изыскания", 277-193/ПИР-0-22-ИГИ "Инженерно-геодезические изыскания" выполненных ООО "Власта" в декабре 2020 г. и данных, полученных в результате обследования объекта.

Согласно техническому заданию требуется вынести существующую ТП-5 из зоны строительства, установить новую БКТП, существующую нагрузку распределить на вновь установленную БКТП и УСН-0,4 кВ. Данным комплектом предусмотрено строительство кабельной линии от существующей КЛ-10 кВ (яч. 13 ГРУ-10 кВ) до проектируемой БКТП (см. 277-193/ПИР-0-22-ЭП, 277-193/ПИР-0-22-АС).

Для реализации технического задания необходимо:

- смонтировать кабельную линию 10 кВ от места соединения с существующей кабельной линией 10 кВ до вновь установленной БКТП (см. 277-193/ПИР-0-22-ЭП, 277-193/ПИР-0-22-АС) согласно 277-193/ПИР-0-22-ЭС1 листы 3, 4;

- применить к прокладке кабель марки ААБ2л-10 3х150 мм<sup>2</sup>,

- при прокладке кабеля в земле (траншее) глубина заложения кабеля от 0,7 м до 2,03 м от спланированной отметки земли, на всем протяжении защищается слоем строительного кирпича. Для пассивной защиты от коррозии выполнить подсыпку песком под кабелем и поверх кабеля 15 см;

- выполнить пересечение КЛ-10 кВ с другими подземными коммуникациями в трубе ПНД ПЭ80 SDR 17  $\phi 110 \times 6,6$  мм,

- выполнить пересечение существующего проезда методом горизонтально направленного бурения с применением трубы ПНД ПЭ80 SDR 17  $\phi 160 \times 9,5$  мм;

- после прокладки кабеля выполнить уплотнение кабеля в трубах джутовым переплетенным шнуром покрытым водонепроницаемой (мятой) глиной  $\phi$  10 мм по листу типового проекта А5-92-45/ВНИИПИ Тяжпромэнергопроект/1992 г.;

- смонтировать кабельную линию 10 кВ по существующей эстакаде в кабельном коробе КП-0,1/0,1-2. Короб крепить к перфорированному профилю П-образному 40х30-2,5 закрепленному методом сварки с шагом 1 м. Спуск по стойке эстакады выполнить в коробе КП. В месте перехода кабеля из короба КП в грунт, кабель защитить от механических повреждений двустенной трубой ПНД гибкой для открытой прокладки Ø90 мм, торцы трубы уплотнить согласно листу типового проекта А5-92-45/ВНИИПИ Тяжпромэнергопроект/1992 г..

- защитить места сварных соединений от коррозии покрытием антикоррозийной композицией АЛПОЛ (ТУ 2312-014-12288779-99) в 2 слоя по грунту ЦИНОЛ (ТУ 2312-012-12288779-99), нанесенному в 2 слоя. Нанесение выполнить согласно инструкции завода изготовителя;

- выполнить ввод кабеля в БКТП через трубы, предусмотренные комплектом монтажа трансформаторной подстанции. Кабель в трубе уплотнить пеной терморасширяющейся двухкомпонентной противопожарной INVAMAT 620 (возможна замена материала на аналогичный, удовлетворяющий требованиям ГОСТ Р 53310-2009 "Прокладки кабельные, вводы герметичные и проходы шинопроводов");

						277-193/ПИР-0-22-ЭС1			
						Строительство КТП с подключением от ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1 и переподключением от РП-100 ЧГЭС			
Изм.	Копуч	Лист	Иск	Подп.	Дата	Кабельная линия 10 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Кискина				02.02.21		Р	1	6
Проверил	Вакулов				02.02.21				
Нач. отд.	Асянин				02.02.21	Общие данные	 АО «ЭНОВА»		
Н. контр.	Куртикова				02.02.21				
ГИП	Никулин				02.02.21				

- в пределах БКТП выполнить обработку кабеля и концевой муфты огнезащитным терморасширяющимся составом ОГРАКС-ВВ согласно инструкции завода изготовителя, предварительно сняв с кабеля защитный покров из битума и пряжи и обработав стальные ленты грунтовкой ГФ-021;

- установить в БКТП концевую муфту ЭКВмп-10 150/240, кабель подключить в яч. 1;

- установить соединительную муфту в месте соединения с сущ. кабельной линией 10 кВ (яч.13) согласно листу 4 277-193/ПИР-0-22-ЭС1.

Проектом не предусмотрена электрозащита кабелей от коррозии, т.к. вдоль трассы кабельной линии потенциальных источников и грунтов с повышенной коррозионной активностью нет.

При прокладке кабеля в траншее обеспечить место для изгиба кабеля, при необходимости расширить траншею.

Рабочие чертежи разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами. Весь монтаж выполнить согласно ПУЭ, ПОТЭУ и СП 76.13330.2016 (СПиП 3.05.06-85). Условные обозначения выполнены согласно ГОСТ 21.210-2014.

Взам инв №							
Подп. и дата							
Инв. №подп.	210302						
Изм.	Колуч	Лист	№ж	Подп.	Дата	277-193/ПИР-0-22-ЭС1	Лист
							1.2

### Пояснительная записка

Настоящие чертежи являются рабочей документацией на строительство кабельной линии 10 кВ от существующей КЛ-10 кВ (яч.13, ГРУ-10 кВ) вновь установленной БКТП (см. 277-193/ПИР-0-22-ЭП, 277-193/ПИР-0-22-АС).

Проверка технических решений, принятых в данном основном комплекте рабочих чертежей, на патентную чистоту не проводилась. Рабочие чертежи разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами.

## 1. Электротехнические решения

Проектируемая КЛ-10 кВ выполнена кабелем марки ААБ2л-10 3х150. Длина кабеля указана с учетом складки "змейкой".

## 2. Строительные решения

Трасса проходит по территории действующего предприятия – Челябинской ТЭЦ-1, она была уточнена на местности путем детального обследования и визуального трассирования.

Прокладку кабеля выполнить по типовому проекту А5-92/ВНИИПИ Тяжпромэнергопроект/1992 г.

В местах пересечения с подземными коммуникациями, кабельными линиями и автодорогами проектом предусмотрена прокладка кабелей в трубах.

### 3. Охрана окружающей среды

При разработке рабочей документации на строительство КЛ учтены требования законодательства об охране природной среды и основ земельного законодательства Российской Федерации.

*При выборе и согласовании трассы линии электропередачи максимально учитывались требования по сохранению окружающей природной среды и минимизации ущерба землепользователю.*

*Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную).*

При строительстве КЛ не требуется высадка зеленых насаждений.

#### 4. Противопожарная безопасность

*В действующих нормативных документах по пожарной безопасности (Постановление правительства РФ от 25.04.2012г. №390 "О противопожарном режиме", РД 153-34.0-49.101-2003) требования к линиям электропередачи не содержатся.*

На основании вышеизложенного проектируемая КЛ является безопасной в пожарном отношении.

## 5. Охрана труда и техника безопасности

Охрана труда и техники безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемой КЛ обеспечивается принятием всех проектных решений в строгом соответствии с ПУЭ, 6-ое издание, 2000 г., ПУЭ, 7-ое издание, 2003 г.

При строительстве ЛЭП необходимо:


- выполнить строительно-монтажные работы в соответствии с РД 153-34.3-03.285-2002 "Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ".

6. Проектными решениями предусматривается и указывается на необходимость строго соблюдать нормы и правила по технике безопасности и охране труда в процессе непосредственного выполнения как строительно-монтажных работ, так и осуществления последующей эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования. При этом обращается особое внимание на необходимость руководствоваться следующими документами:

– *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (СО 153-34.20.501-2003).*

– Правила устройства электроустановок (6-е издание, 2000 г., 7-е издание, 2003 г.).

Монтажные работы производить в соответствии с ПУЭ (6-е издание, 2000 г., 7-е издание 2003г.), с соблюдением норм СП 76.13330.2016 (СПНП 3.05.06-85), в соответствии с заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации оборудования.

Согласовано				На основании вышеизложенного проектируемая КЛ является безопасной в пожарном отношении.									
				5. Охрана труда и техника безопасности									
				Охрана труда и техники безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемой КЛ обеспечивается принятием всех проектных решений в строгом соответствии с ПУЭ, 6-ое издание, 2000 г., ПУЭ, 7-ое издание, 2003 г.									
				При строительстве ЛЭП необходимо:									
Взам. инв. №				- выполнить строительно-монтажные работы в соответствии с РД 153-34.3-03.285-2002 "Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ".									
				6. Проектными решениями предусматривается и указывается на необходимость строго соблюдать нормы и правила по технике безопасности и охране труда в процессе непосредственного выполнения как строительно-монтажных работ, так и осуществления последующей эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования. При этом обращается особое внимание на необходимость руководствоваться следующими документами:									
				- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (СО 153-34.20.501-2003).									
				- Правила устройства электроустановок (6-е издание, 2000 г., 7-е издание, 2003 г.).									
Подп. и дата				Монтажные работы производить в соответствии с ПУЭ (6-е издание, 2000 г., 7-е издание 2003г.), с соблюдением норм СП 76.13330.2016 (СПиП 3.05.06-85), в соответствии с заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации оборудования.									
										277-193/ПИР-0-22-ЭС1			
										Строительство КТП с подключением от ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1 и переподключением от РП-100 ЧГЭС			
	Изм.	Колуч	Лист	№вж	Подп.	Дата							
Инв. №подл.	Разработал	Кискина			02.02.21	Кабельная линия 10 кВ				Стадия	Лист	Листов	
	Проверил	Вакулов			02.02.21					Р	2		
						Пояснительная записка				 АО «ЭННОВА»			
	Н. контр.	Куртикова			02.02.21								
	ГИП	Никулин			02.02.21								

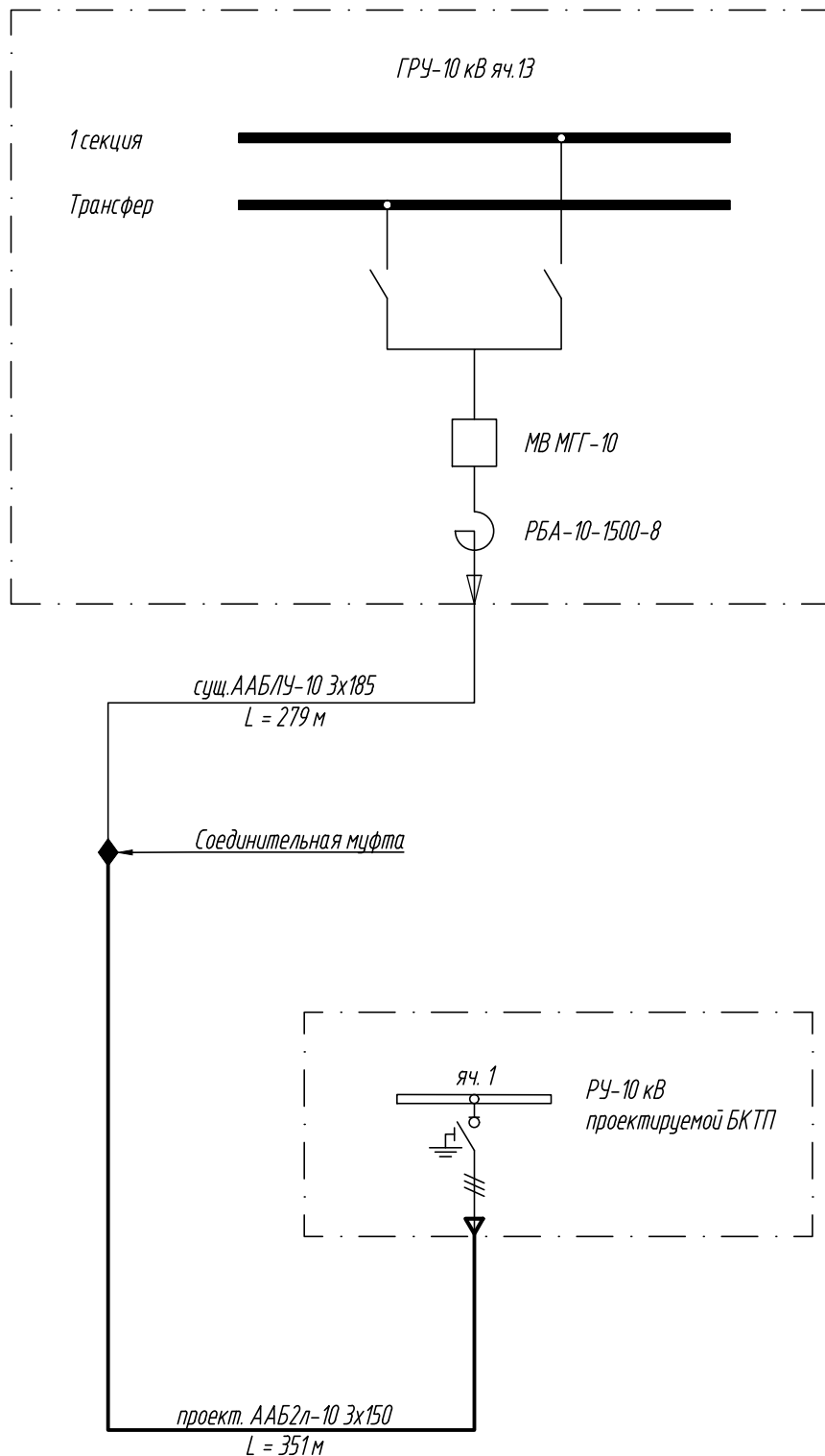
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

210302



277-193/ПИР-0-22-ЭС1

Строительство КТП с подключением от ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1 и переподключением от РП-100 ЧГЭС

Изм.	Колуч	Лист	Ниж	Подп.	Дата
Разработал	Кискина				02.02.21
Проверил	Вакулов				02.02.21
Н. контр.	Куртикова				02.02.21
ГИП	Никулин				02.02.21

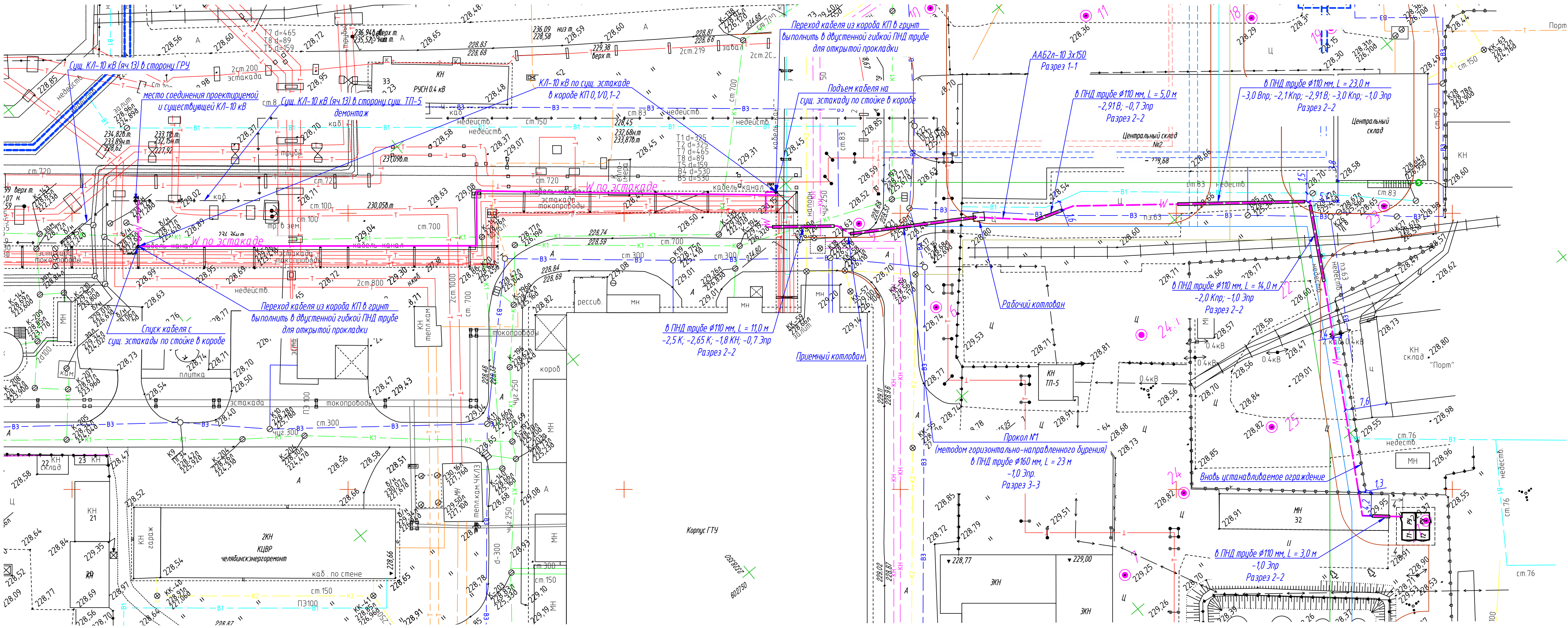
Кабельная линия 10 кВ

Однолинейная схема

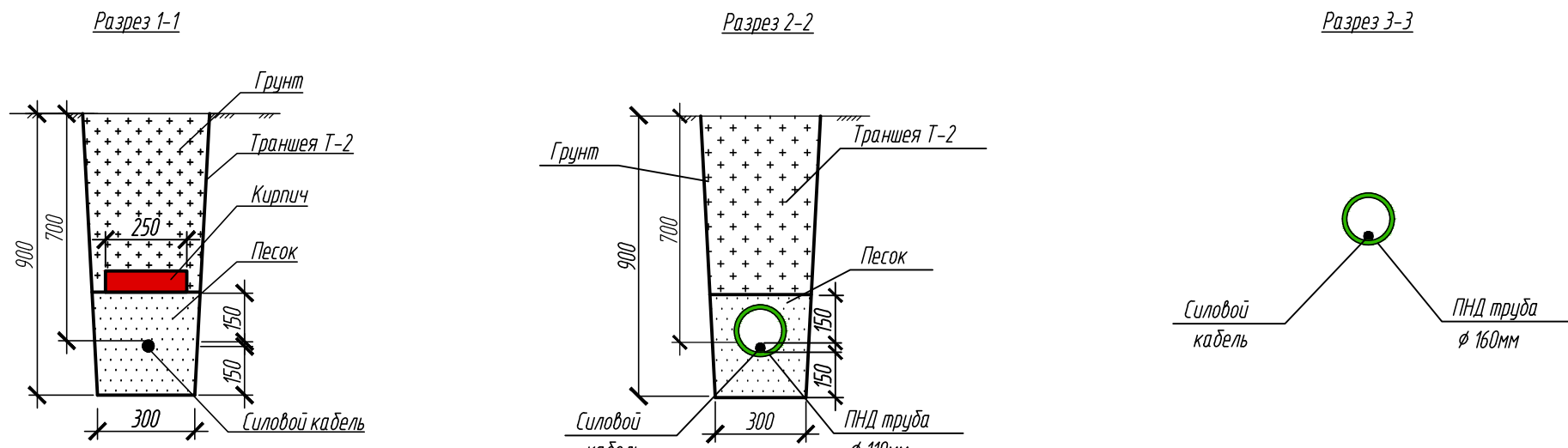
Стадия	Лист	Листов
Р	3	







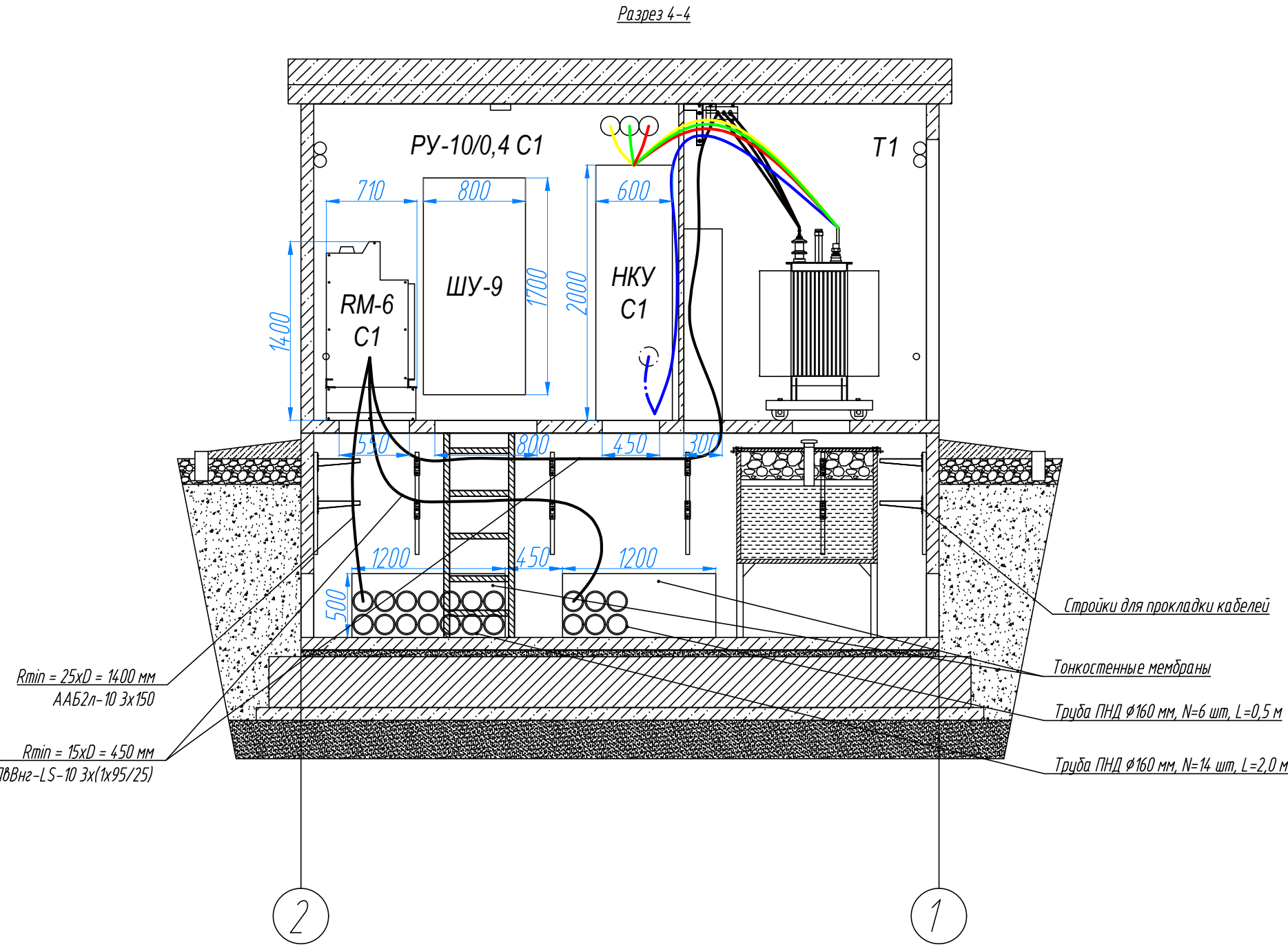
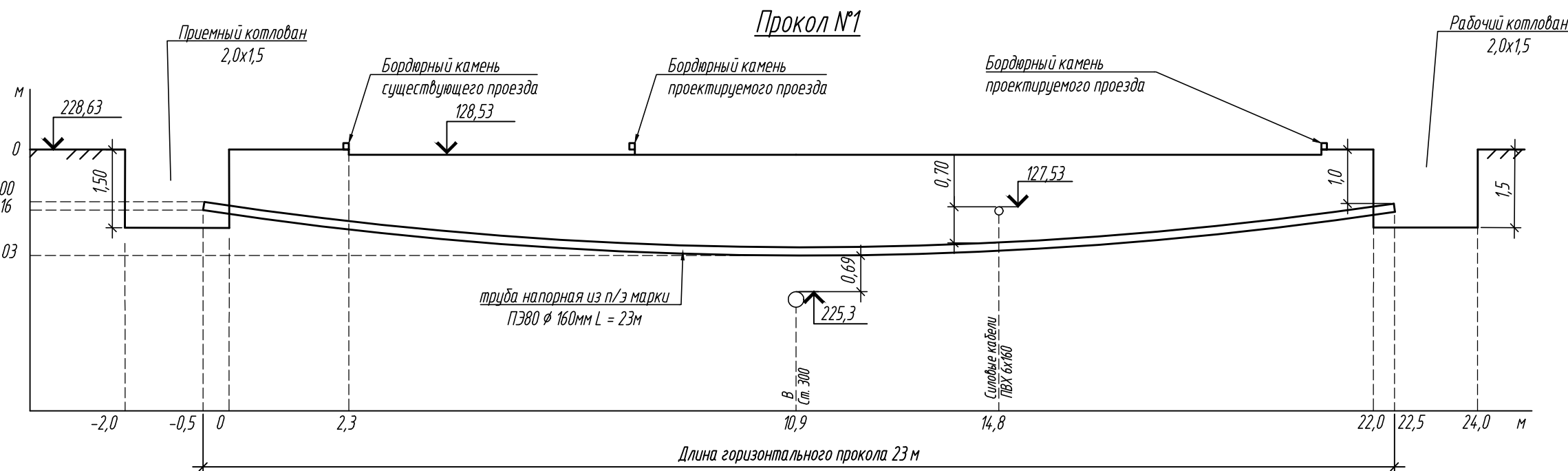
Ведомость кабельных узлов КЛ 10 кВ					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Единицы измерения	Примечание
1	A5-92-13, 14	Траншея Т-2	162	м	
2	A5-92-15	Защита кабелей кирпичом	884	шт.	
3		Прокол методом горизонтально-направленного бурения	23	м	1 шт.
4	A5-92-53	Подъем кабеля по опоре эстакады	2	шт.	
5		Установка концевой муфты ЖБм-10 150/240 в БКТП	1	шт.	
6	A5-92-51	Установка соединительной муфты ЭСтм-10 150/240 в траншее	2	шт.	
7	ГОСТ 18599-2001	Труба ПНД 160х9,5 мм	23	м	
8	ГОСТ 18599-2001	Труба ПНД 110х6,6 мм	56	м	
9	A5-92-45	Уплотнение кабеля в трубах	14	шт.	
10		Герметизация кабельного ввода в БКТП	1	шт.	
11		Короб КТП-0,1/0,1-2, L=2000 мм	75	шт.	
12		Профиль П-образный 40х30-2,5 мм, L=3000 мм	13	шт.	
13		Пена монтажная противопожарная INVAMAT 620	1	картридж	
14		Двухстенная труба ПНД гибкая для открытой прокладки Ø90 мм	2	м	
15		Джгуты и переплетенный шнур покрытый водонепроницаемой (натов) глиной Ø 10 мм	422	м	



На разрезах указана нормируемая глубина залегания кабеля. Уточненная отметка указана на выносках на плане трассы.

Кабельный журнал											
№ линии	Направление		Назначение	Марка	Сечение	Строительная длина трассы, м	Длина кабеля, м				
	Откуда	Куда					в траншее с запасом	в траншее в трубе ПНД	на прокол	по сущ. эстакаде	Ввод в БКТП
L1	соединительная муфта	проект БКТП, РУ-10 кВ, яч. 1	10 кВ	ААБ2л-10	3х150	332	110	56	23	147	351


Длина кабеля, указанная в кабельном журнале, не является основанием для нарезки кабеля. Кабель нарезается по фактически замеренной проссе.



- Примечание:
- При прокладке кабеля в земле (траншее) глубина заложения кабеля от 0,7 м до 2,03 м от спланированной отметки земли и на всем протяжении защищается слоем строительного кирпича. Для пассивной защиты от коррозии выполнять подсыпку песком под кабелем и поверх кабеля 15 см. Пересечение кабелей между собой и другими подземными коммуникациями выполнять в ПНД трубах по типовому проекту А5-92/ВНИИПИ Тэжпронэнергопроект/1992. Для пересечения с коммуникациями использовать трубу П380 SDR 17 Ø110х6,6 мм.
  - Прокол выполнять методом горизонтально-направленного бурения с использованием трубы П380 SDR 17 Ø110х6,6 мм.
  - Перед началом производства работ существующие кабели и другие коммуникации в местах пересечения и параллельной прокладки опознавать.
  - Торцы труб после прокладки кабеля уплотнить согласно листу типового проекта А5-92-45/ВНИИПИ Тэжпронэнергопроект/1992 г.
  - Проект не предусмотрена электрозащита кабелей от коррозии, т.к. вдоль трассы кабельной линии потенциальных источников и грунтов с повышенной коррозионной активностью нет.
  - Радиус изгиба кабеля ААБ2л-10 3х150 составляет R = 56х25 = 1400 мм. При прокладке кабеля в траншее обеспечить место для изгиба кабеля, при необходимости расширить траншею.
  - При прокладке по существующей эстакаде кабель проложить в кабельном коробе КТП-0,1/0,1-2. Короб крепить к перфорированному профилю П-образному 40х30-2,5 закрепленному на стойке методом сварки с шагом 1 м. Спуск по стойке эстакады выполнять в коробе КТП. В месте перехода кабеля из короба КТП в грунт, кабель защитить от механических повреждений двухстенной трубой ПНД гибкой для открытой прокладки Ø90 мм, торцы трубы уплотнить согласно листу типового проекта А5-92-45/ВНИИПИ Тэжпронэнергопроект/1992 г.
  - Места старых соединений защитить от коррозии покрытием антикоррозионной композицией АЛП01 (ТУ 2312-014-12288779-99) в 2 слоя по грунту ЦИНОЛ (ТУ 2312-012-12288779-99) нанесенному в 2 слоя. Нанесение выполнять согласно инструкции завода изготовителя.
  - Ввод кабеля в БКТП выполнять через трубы, предусмотренные комплектом 277-193/ПР-0-22-АС (проект БКТП). Кабель в трубе уплотнить пеной термостойкой расширяющейся двухкомпонентной противопожарной INVAMAT 620, либо другим материалом, соответствующим требованиям ГОСТ Р 53330-2009 "Проходы кабельные, входы герметичные и проходы шинопроводов".
  - В пределах БКТП выполнять обработку кабеля и концевой муфты огнезащитным термостойким составом ОПРАКС-ВВ согласно инструкции завода изготовителя, предварительно сняв с кабеля защитный слой из джута и прижи и обработав стальные ленты грунтоубойкой ГФ-021.
  - Весь монтаж выполнять согласно ПУЭ, ПУТЗ и СП 76.133.30.2016. Условные обозначения выполнены согласно ГОСТ 21210-2014.

						277-193/ПИР-0-22-ЭС1			
						Строительство КТП с подключением от ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1 и переключением от РП-100 ЧГЭС			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Кабельная линия 10 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Кискина				02.02.21		Р	4	
Проверил	Вакулов				02.02.21				
Н. контр.	Курткова					План трассы КЛ-10 кВ. М 1:500	 АО «ЭНОВА»		
ГИП	Никилин				02.02.21				



Ведомость физических объемов работ по строительству																							
№ п/п			Наименование					Ед.изм.		Кол.		Примечание											
КЛ-10 кВ																							
1			Строительная длина трассы КЛ 10 кВ					м		332													
2			Общая длина кабеля ААБ2л-10 3х150:					м		351													
			расход кабеля на прокладку в земле					м		110		с 3% запасом											
			расход кабеля на прокладку в трубах					м		56													
			расход кабеля на прокол					м		23		1 шт.											
			расход кабеля на подъем по эстакаде					м		20		2 шт.											
			расход кабеля на прокладку по эстакаде в коробе					м		127													
			расход кабеля на ввод в ББКТП					м		15													
3			Рытье траншеи Т-2 (ср.глубина 1.0 м)					м³		48.6		L = 162м											
4			Засыпка траншеи Т-2 песком					м³		14.6													
5			Расширение траншеи Т-2 для установки соединительной муфты					м³		3.6													
6			Обратная засыпка траншеи Т-2 грунтом					м³		37.6													
7			Рытье приемков для проколов					м³		9.0		2х1,5х1,5; 2 шт.											
8			Обратная засыпка приемков для проколов					м³		9.0													
9			Защита кабеля кирпичом					шт.		884													
10			Уплотнение кабеля в трубе					шт.		14													
11			Монтаж концевой муфты ЭКВмп-10 150/240 в ББКТП					шт.		1													
12			Монтаж соединительной муфты ЭСтп-10 150/240 в траншее					шт.		1													
13			Прокол методом горизонтально-направленного бурения					шт.		1		L=23 м											
14			Прокладка труб ПЭ80 SDR 17 160х9.5 мм в проколе					м		23		1 шт.											
15			Прокладка труб ПЭ80 SDR 17 110х6.6 мм в траншее					м		56													
16			Герметизация кабельного ввода в ББКТП пеной монтажной противопожарной INVAMAT 620					шт.		1		1 картридж											
17			Монтаж кабельного короба по эстакаде					м		14.7													
			- короб КП-0, 1/0, 1-2, L=2000 мм					шт.		75													
			- профиль П-образный 40х30-2,5 мм, L=3000 мм					шт.		13													
18			Защита мест сварных соединений от коррозии					м²		2.6		см. п.8 примечаний на л.4											
19			Снятие наружного покрова из битума и пряхи с кабеля					м²		2.5													
20			Покрытие кабеля грунтовкой ГФ-021					м²		2.5													
21			Покрытие кабеля и муфты огнезащитным составом ОГРАКС-BB					м²		2.5													
								277-193/ПИР-0-22-ЭС1															
								Строительство КТП с подключением от ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1 и переподключением от РП-100 ЧГЭС															
			Изм. Колуч Лист №вж Подп. Дата										Стадия		Лист		Листов						
			Разработал Кускина					02.02.21					Кабельная линия 10 кВ					Р		5			
			Проверил Вакулов					02.02.21															
			Н. контр. Куртикова					02.02.21					Ведомости					 АО «ЭННОВА»					
			ГИП Никулин					02.02.21															

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл. 210302

Формат А4



# Проверка сечения кабеля 10 кВ

Для электроснабжения БКТП выбран кабель ААБ2л-10 3х150.

Длина существующего кабеля ААБ/У-10 3х185 до места соединения с проектируемым кабелем составляет 279 м.

Длина проектируемого кабеля ААБ2л-10 3х150 от места соединения до БКТП составляет 351 м.

Точка присоединения – существующая КЛ-10 кВ яч. 13 ГРУ-10 кВ.

## 1. Проверка сечения кабеля по нагреву:

$P_p = 1171,8$  кВт (полная нагрузка двух существующих трансформаторов напряжения ТМ-630/10),  $\cos \varphi = 0,93$ ;

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} U \cos \varphi) = 1171,8 / (\sqrt{3} \times 10 \times 0,93) = 72,8 \text{ А.}$$

ААБ2л-10 3х150 –  $I_{ад} = 246 \text{ А}$ ;

$$I_p < I_{ад}$$

$72,8 \text{ А} < 246 \text{ А}$  – условие выполняется.

## 2. Проверка сечения кабеля по потере напряжения

Потеря напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U = \alpha_2 * (r * \cos \varphi + x * \sin \varphi) * M$$

где  $\Delta U$  – потеря напряжения в линии;

$r$  и  $x$  – активное и индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

ААБ/У 3х185:  $r = 0,169$  Ом/км,  $x = 0,077$  Ом/км;

ААБ2л 3х150:  $r = 0,208$  Ом/км,  $x = 0,079$  Ом/км;

$M$  – момент нагрузки.  $M = P * L$ , кВт\*км;

$\alpha_2$  – коэффициент, зависящий от системы тока и от принятых единиц измерения для входящих в состав формулы величин. Определяется по табл.5–12 [1].  $\alpha_2 = 0,001$ .

$$\Delta U = 0,001 * ((0,169 * 0,279 + 0,208 * 0,351) * 0,93 + (0,077 * 0,279 + 0,079 * 0,351) * 0,4) * 1171,8 = 0,13 \%$$

## 3. Проверка сечения проектируемого кабеля по термической устойчивости току КЗ в точке соединения с существующим кабелем

$$S_{min} = I_{кз}^{(3)} * \sqrt{t} / C,$$

$C = 90$  – коэффициент для кабелей с алюминиевыми жилами.

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} * \sqrt{(R_{сум})^2 + X_{сум}^2}}$$

$R_{сум} = R_l$

$R_l = R_{уд} * L$  – активное сопротивление КЛ, Ом

$R_{уд}$  – удельное сопротивление КЛ, Ом/км

$L$  – длина КЛ, км,  $L = 0,279$  км

$X_{сум} = X_c + X_l + X_r$

$X_c$  – сопротивление системы, Ом,  $X_c = 0,12$  Ом

$X_l$  – реактивное сопротивление КЛ, Ом

$X_r$  – сопротивление реактора, Ом,  $X_r = 0,308$  Ом

Согласовано

Взам инв №

Подп. и дата

Инв. №подл.

210302

277-193/ПИР-0-22-ЭС1

Строительство КТП с подключением от ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1 и переподключением от РП-100 ЧГЭС

Изм.	Колуч	Лист	№вж	Подп.	Дата
Разработал	Кускина				02.02.21
Проверил	Вакулов				02.02.21
Н. контр.	Куртикова				02.02.21
ГИП	Никулин				02.02.21

Кабельная линия 10 кВ

Проверка сечения кабеля

Стадия Лист Листов  
Р 6



АО «ЭННОВА»

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} * \sqrt{(0,167*0,279)^2 + (0,12 + 0,308 + 0,077*0,279)^2}} = 13,41 \text{ кА}$$

$$S_{min} = 13410 * \frac{\sqrt{0,8}}{90} = 133 \text{ мм}^2$$

4. Проверка существующего кабеля на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания

Точка КЗ при проверке кабеля на невозгорание выбирается в начале линии.

Рассчитаем трехфазный ток КЗ в 50 метрах от ГРУ-10 кВ:

$$I_{кз \text{ max.50}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} * (X_c + X_p + Z_l)},$$

где  $U$  – напряжение сети, кВ;

$X_c$  – сопротивление системы, Ом

$X_p$  – сопротивление реактора, Ом

$Z_l$  – полное сопротивление линии, Ом.  $Z_l = L * \sqrt{(r^2 + x^2)}$ .

$$I_{кз \text{ max.50}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} * \sqrt{(0,167*0,05)^2 + (0,12 + 0,308 + 0,077*0,05)^2}} = 14,03 \text{ кА}$$

Определим температуру жилы после КЗ по формуле:

$$Q_k = Q_n * e^k + a * (e^k - 1),$$

где  $Q_n$  – температура жилы до КЗ, °C;

$a$  – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °C, равная 228 °C;

$$k = \frac{b * \text{Втер}}{S^2} = 45,65 * 14,03^2 * 0,8 / 185^2 = 0,21,$$

$b$  – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для алюминия 45,65 мм<sup>4</sup>/(кА<sup>2</sup>\*с);

Втер – интеграл Джоуля или тепловой импульс от тока КЗ, кА<sup>2</sup>\*с.

$$\text{Втер} = (I_{кз \text{ max.50}}^{(3)})^2 * t;$$

$S$  – сечение жилы, мм<sup>2</sup>.

Значение начальной температуры жилы до КЗ определяется по формуле:

$$Q_n = Q_0 + (Q_{дд} - Q_{окр}) * \left( \frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right)^2,$$

$Q_0$  – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, принимаем равной средней годовой температуре 1,3°C;

$Q_{дд}$  – значение расчетной длительной допустимой температуры жилы, °C, равная для кабелей с бумажной изоляцией 60°C;

$Q_{окр}$  – значение расчетной температуры окружающей среды 25°C.

$$Q_n = 1,3 + (60 - 25) * \left( \frac{72,8}{246} \right)^2 = 4,36 \text{ °C}$$

$$Q_k = 4,36 * e^{0,21} + 228 * (e^{0,21} - 1) = 58,657 \text{ °C}$$

$$Q_k < Q_{пред}$$

$Q_{пред}$  – предельно допустимая температура нагрева проводников током КЗ, для кабеля с бумажной изоляцией  $Q_{пред} = 360 \text{ °C}$  по табл.17 [2]

$$58,657 \text{ °C} < 360 \text{ °C} \text{ – условие выполняется}$$

Таким образом, выбранный кабель и существующий кабель проходят по рассчитанным условиям выбора.

Список используемой литературы:


1. Справочник по расчету проводов и кабелей. Ф.Ф.Карпов и В.Н.Козлова;
2. ГОСТ Р 52736-2007 Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания;
3. Циркуляр №Ц-02-98 (З) "О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания".

Взам инв №	$Q_H = 1,3 + (60 - 25) * ( \frac{72,8}{246} )^2 = 4,36 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $Q_K = 4,36 * e^{0,21} + 228 * (e^{0,21} - 1) = 58,657 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $Q_K < Q_{\text{пред}}$						
	$Q_{\text{пред}} = 360 \text{ }^{\circ}\text{C}$ по табл. 17 [2]						
Подп. и дата	$58,657 \text{ }^{\circ}\text{C} < 360 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – условие выполняется						
	Таким образом, выбранный кабель и существующий кабель проходят по рассчитанным условиям выбора.						
Инв. №подл.	Список используемой литературы:						
	<div>1. Справочник по расчету проводов и кабелей. Ф.Ф.Карпов и В.Н.Козлова;</div> <div>2. ГОСТ Р 52736–2007 Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания;</div> <div>3. Циркуляр №Ц–02–98 (Э) “О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания”.</div>						
210302							Лист
	Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Согласовано			
	Взам. инв №		
	Подп. и дата		
	Инв. №подл.	210302	


Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Завод изготовитель	Ед. измерения	Кол.	Масса 1ед., кг	Примечание
	Кабельные изделия							
1	Кабель ААБ2л-10 3х150	ГОСТ 18410-73		Камкабель	м	351		
2	Муфта кабельная соединительная	ЭСмп-10-150/240		ЗАО "ПЗЭМИ"	шт.	1*		
3	Муфта кабельная концевая внутренней установки	ЭКВмп-10 150/240		ЗАО "ПЗЭМИ"	шт.	1		
	Изделия и материалы							
1	Труба полиэтиленовая ПЭ80 SDR17 160х9,5 мм	ГОСТ 18599-2001			м	23		
2	Труба полиэтиленовая ПЭ80 SDR17 110х6,6 мм	ГОСТ 18599-2001			м	56		
3	Джутовый переплетенный шнур покрытый водонепроницаемой (мятой) глиной Ø 10 мм				м	422		
4	Кирпич красный рядовой полнотелый КР-р-по 250х120х65 мм	ГОСТ 530-2012			шт.	884		
5	Песок	ГОСТ 8736-2014			м³	14,6		
6	Короб прямой электротехнический, L=2000 мм, S = 1,5 мм, оцинкованный	КП-0,1/0,1-2, УХЛ1, УТ1,5			шт.	75		
7	Профиль перфорированный П-образный, L=3000 мм, S=2,5 мм, оцинкованный	40х30х3000-2,5, УТ1,5			шт.	13,0		
8	Пена монтажная противопожарная	INVAMAT 620			картридж	1,0		
9	Композиция АЛПОЛ	ТУ 2313-014-12288779-99			кг	1,3		
10	Композиция ЦИНОЛ	ТУ 2313-012-12288779-99			кг	1,9		
11	Огнезащитный терморасширяющийся состав	ОГРАКС-ВВ			кг	3,8		
12	Грунтовка ГФ-021	ГОСТ 25129-82			кг	0,2		
13	Двухстенная труба ПНД гибкая для открытой прокладки, черная	Ø90 мм, SN8		ДКС	м	2		

\* - в случае заказа кабеля ААБ2л-10 3х150 строительной длиной менее монтажной длины указанной в спецификации, количество соединительных муфт ЭСмп-10-150/240 увеличить.

						277-193/ПИР-0-22-ЭС1.С0		
						Строительство КТП с подключением от ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1 и переключением от РП-100 ЧГЭС		
Изм.	Колуч	Лист	Иск	Подп.	Дата			
Разработал	Кискина				02.02.21	Кабельная линия 10 кВ	Стадия	Лист
Проверил	Вакулов				02.02.21		Р	1
						Спецификация оборудования, изделий и материалов		
Нач. отд.	Асянин				02.02.21			
Н. контр.	Куртикова				02.02.21			
ГИП	Никулин				02.02.21			

## Содержание

1 Исходные ДАННЫЕ.....	3
2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....	5
3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.....	6
3.1 Расчет уставок токовой отсечки (ТО).....	6
3.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты (МТЗ).....	6
3.3 Расчет уставок защиты от однофазных от замыканий на землю (ОЗЗ) .....	7
3.4 Расчет уставок защиты от симметричных перегрузок.....	8
4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ АВТОМАТИКИ.....	9
4.1 Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).....	9
5 СВОДНАЯ ТАБЛИЦА УСТАВОК РЗА.....	10
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	11
Приложение А. Поясняющая схема.....	12
Приложение Б. Схема замещения сети .....	13

Согласовано						Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл. 210302							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР</b>		
										<b>Расчет уставок РЗА</b> <b>отходящей линии яч.13</b> <b>ГРУ-10 кВ Челябинской ТЭЦ-1</b>										Стадия	Лист	Листов	
																				П	1	13	
										 АО «ЭННОВА»													



Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта

Д.В. Никулин

Инв. № подл.	Взам. инв. №
210302	
Подп. и дата	

						277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		2

## 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 – Реактансы и токи трехфазного КЗ на шинах 1СШ, 2СШ ГРУ 10 кВ ЧТЭЦ-1

Наименован. узла	Напряжение, кВ (макс. /мин.)	Реактансы, Ом		Ток $I_{\text{кз}}^{(3)}$ , кА	
		Макс. режим	Мин. режим	Макс. режим	Мин. режим
1СШ-10	12.44/10.95	0.00 + j0.12	0.01 + j0.16	59,794	39,636
2СШ-10	12.44/10.95	0.00 + j0.12	0.01 + j0.16	59,794	39,636

Индуктивное сопротивление реакторов определяется по формуле

$$X_p = \frac{X_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}}}$$

Таблица 1.2- Технические данные реактора РБА-10-1500-8

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	$X_p$ , Ом
РБА-10-1500-8	10	1500	0,308

Сопротивления трансформатора определяются по формулам:

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{\text{тр.}} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{ном.тр.}}};$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{тр.}} = \frac{P_k \cdot U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{ном.тр.}}^2};$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{тр.}} = \sqrt{Z_{\text{тр.}}^2 - R_{\text{тр.}}^2};$$

Таблица 1.3 - Технические данные ТМ-630/10/0,4 кВ

Тип	Ном. мощность, кВА	$U_k$ , %	Ток, А		Сопротивление, отнесенное к 10 кВ, Ом		
			$I_{\text{ном.вн}}$	$I_{\text{ном.нн}}$	$R_{\text{тр}}$	$X_{\text{тр}}$	$Z_{\text{тр}}$
ТМ 630	630	5.5	36,4	910	1,9	8,5	8,73

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	210302

						277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР	Лист
							3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Расчет сопротивлений кабельной линии выполняется согласно выражениям:

$$R_{\text{КЛ}} = L_{\text{КЛ}} \cdot R_{\text{уд}} ; \quad X_{\text{КЛ}} = L_{\text{КЛ}} \cdot X_{\text{уд}}$$

где  $L_{\text{КЛ}}$  – длина кабельной линии.

Таблица 1.4 – Параметры КЛ 10 кВ

Направление		Марка кабеля	Удельные сопротивления кабеля, Ом/км		Сопротивления линии, Ом		Длина, км
			R <sub>уд</sub>	X <sub>уд</sub>	R <sub>кл</sub>	X <sub>кл</sub>	
ГРУ 10 кВ, яч. №13	ТП-5	ААБ2л-10 3х185	0,169	0,077	0,047	0,0215	0,279
		ААБ2л-10 3х150	0,208	0,079	0,073	0,0277	0,351
Итого:					0,12	0,0492	0,63

Инв. № подл.	Взам. инв. №
210302	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Лист

$$I_{\text{КЗ, мин}}^{(2)} = \frac{U_{\text{расч}}}{2 \cdot \sqrt{\left(R_{\text{с. мин}} + R_{\text{КЛС}} + \frac{R_{\text{тр}}}{2}\right)^2 + \left(X_{\text{с. мин}} + X_{\text{р}} + X_{\text{КЛС}} + \frac{X_{\text{тр}}}{2}\right)^2}} = \frac{10500}{2 \cdot \sqrt{\left(0,01 + 0,12 + \frac{1,9}{2}\right)^2 + \left(0,16 + 0,308 + 0,0492 + \frac{8,5}{2}\right)^2}} = 1074 \text{ (A)}$$



### 3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

#### 3.1 Расчет уставок токовой отсечки (ТО)

На реактированной линии, выключатель которой не рассчитан на отключение КЗ до реактора, согласно п. 3.2.93 ПУЭ, токовая отсечка не устанавливается. Выключатель МГГ-10 на рассчитан на отключение КЗ до реактора, но согласно исходным данным заказчика, в яч.13 установлена токовая отсечка, поэтому выполняем расчет уставки ТО.

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором тока срабатывания большим, чем максимальное значение тока КЗ при повреждении в конце защищаемой линии.

Первичный ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается по условиям:

1) отстройки от максимального значения тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП-5:

$$I_{сз.ТО} = K_{отс} \cdot I_{КЗ.макс}^{(3)} = 1,2 \cdot 12320 = 14784 \text{ (А)}$$

где:  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$I_{КЗ.макс}^{(3)} = 12320 \text{ А}$  – максимальное значение тока трехфазного КЗ в максимальном режиме системы на шинах 10 кВ ТП-5.

2) отстройки от броска тока намагничивания силовых трансформаторов Т1 и Т2:

$$I_{сз.ТО} = K_{бтн} \cdot \sum I_{ном.тр} = 7 \cdot 72,8 = 509,6 \text{ (А)}$$

где:  $K_{бтн} = 7$  – коэффициент учитывающий бросок тока намагничивания;

$\sum I_{ном.тр} = 72,8 \text{ А}$  – сумма номинальных токов трансформаторов Т1 и Т2.

Ток срабатывания отсечки выбирается наибольшим из полученных значений.:

$$I_{сз.ТО} = 14784 \text{ А}$$

Ток уставки ТО:

$$I_{ср.ТО} = \frac{I_{сз.ТО}}{K_{тт}} = \frac{14784}{1000/5} = 73,9 \text{ (А)}$$

#### Чувствительность ТО

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.макс}^{(3)}}{I_{сз.ТО}} \geq 1,2$$

где  $I_{КЗ.макс}^{(3)} = 14164 \text{ А}$  – значение тока трехфазного КЗ в начале линии (точка К<sub>1</sub>) в максимальном режиме.

$$K_{ч} = \frac{14164}{14784} = 0,96 < 1,2$$

Токовая отсечка неэффективна, поэтому не используется. Решение о замене токового реле, принятое в ПД, отменяется

#### 3.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты (МТЗ)

Максимальная токовая защита предназначена для отключения коротких замыканий на линии к ТП-5 и для резервирования защит трансформаторов Т1 и Т2 ТП-5.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
210302	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР	Лист
							6

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{K_H \cdot K_{сз} \cdot I_{раб.макс}}{K_B},$$

где:  $K_H = 1,2$  – коэффициент надежности;

$K_{сз} = 1,1$  – коэффициент самозапуска нагрузки;

$K_B = 0,8$  – коэффициент возврата максимальных реле тока (для РТ-40 принимаем 0,8);

$I_{раб.макс} = 2 \cdot I_{ном.тр.}$  – максимальный рабочий ток линии определен как сумма номинальных токов трансформаторов Т1 и Т2.

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 36,4}{0,8} = 120,12 \text{ (A)}$$

Ток уставки МТЗ:

$$I_{ср.МТЗ} = \frac{I_{сз.МТЗ}}{K_{тт}} = \frac{120,12}{150/5} = 4,004 \text{ (A)}$$

Принимаем:

$$I_{ср.МТЗ} = 4 \text{ A}, I_{сз.МТЗ} = 120 \text{ A}$$

#### Чувствительность МТЗ

- 1) При выполнении функции основной защиты чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ в конце защищаемой линии, на шинах 10 кВ ТП-5 (точка  $K_2$ ), в минимальном режиме работы системы.

$$K_q = \frac{I_{КЗ.мин}^{(2)}}{I_{сз.МТЗ}} \geq 1,5$$

$$K_q = \frac{9845}{120} = 82 \geq 1,5$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормативным требованиям.

- 2) При выполнении функции резервирования защиты силовых трансформаторов 10/0,4 кВ ТП-5 чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ на шинах 0,4 кВ в минимальном режиме (точки  $K_3$  и  $K_4$ ).

$$K_q = \frac{I_{КЗ.мин}^{(2)}}{I_{сз.МТЗ}} \geq 1,2$$

$$K_q = \frac{1074}{120} = 8,95 \geq 1,2$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормативным требованиям.

Время срабатывания МТЗ на отключение линии принимается равным 0,8 с в соответствии с существующей картой уставок.

### **3.3 Расчет уставок защиты от однофазных от замыканий на землю (ОЗЗ)**

Ток срабатывания защиты отстраивается от собственного емкостного тока по формуле (данное условие обеспечивает несрабатывание защиты при внешнем однофазном замыкании на землю):

$$I_{сз.ОЗЗ} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.фид.макс},$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №
210302	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Лист

7

где:  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_{бр} = 3$  – коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ (для электромеханических реле рекомендуется принимать  $K_{бр} = 2-3$ );

$I_{С.фид.макс}$  – максимальный ёмкостной ток фидера.

$$I_{С.фид.макс} = (I_{С.уд.185} \cdot L_{КЛ1}) + (I_{С.уд.150} \cdot L_{КЛ2}),$$

где:  $I_{С.уд.185} = 1,47$  А/км – удельный ёмкостной ток кабеля номинальным напряжением 10 кВ и сечением жил 185 мм<sup>2</sup>;

$I_{С.уд.150} = 1,3$  А/км – удельный ёмкостной ток кабеля номинальным напряжением 10 кВ и сечением жил 150 мм<sup>2</sup>.

Тогда:  $I_{С.фид.макс} = (1,47 \cdot 0,279) + (1,3 \cdot 0,351) = 0,87$  (А)

$$I_{сз.ОЗЗ} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,87 = 3,12$$
 (А)

Вторичный ток срабатывания определяется по формуле:

$$I_{ср.ОЗЗ} = \frac{I_{сз.ОЗЗ}}{n_{ТТП}} = \frac{3,12}{25} = 0,125$$
 (А),

где  $n_{ТТП} = 25/1$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока нулевой последовательности.

Принимаем:

$$I_{сз.ОЗЗ} = 3,12 \text{ А}, \quad I_{ср.ОЗЗ} = 0,125 \text{ А}.$$

Защита выполняется без выдержки времени  $t_{озз} = 0$  сек. и действует на сигнал. Чувствительность защиты по общему току замыкания на землю не проверяется в связи с отсутствием данных по фидерам, подключенным к секции.

### 3.4 Расчет уставок защиты от симметричных перегрузок

Ток срабатывания защиты от перегрузок определяется из выражения:

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{пер} \cdot 2 \cdot I_{ном.тр}}{K_{в}},$$

где:  $K_{пер} = 1,1$  – коэффициент надежности;

$K_{в} = 0,8$  – коэффициент возврата реле тока (для РТ-40 принимаем 0,8);

$I_{ном.тр}$  – номинальный ток трансформатора.

$$I_{сз.пер} = \frac{1,05 \cdot 2 \cdot 36,4}{0,8} = 95,55$$
 (А),

$$I_{ср.пер} = \frac{I_{сз.пер}}{K_{тт}} = \frac{95,55}{150/5} = 3,185$$
 (А)

Время срабатывания защиты от перегрузки равным 1 с в соответствии с существующей картой уставок.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	210302

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Лист

## 4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ АВТОМАТИКИ

### 4.1 Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)

Ток пуска УРОВ рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{сз.УРОВ}} = (0,1 \div 0,2) \cdot I_{\text{раб.макс}},$$

где  $I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{\text{ном.тр.}}$  – максимальный рабочий ток линии определен как сумма номинальных токов трансформаторов Т1 и Т2.

$$I_{\text{сз.УРОВ}} = 0,2 \cdot 2 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 0,2 \cdot 2 \cdot 36,4 = 14,56 \text{ (А)}$$

Вторичный ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{ср.УРОВ}} = \frac{14,56}{1000/5} = 0,07 \text{ (А)}$$

Принимаем уставку срабатывания реле 0,5 А как минимально возможную по установке на реле тока РТ-40/2:

$$I_{\text{ср.УРОВ}} = 0,5 \text{ А}$$

Тогда 
$$I_{\text{сз.УРОВ}} = I_{\text{ср.УРОВ}} \cdot K_{\text{ТТ}} = 0,5 \cdot \frac{1000}{5} = 100 \text{ (А)}$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №
210302	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Лист



### 5 СВОДНАЯ ТАБЛИЦА УСТАВОК РЗА

Защита	Первичные значения параметров срабатывания защиты		Вторичное значение тока срабатывания, $I_{ср}, A$	Проверка чувствительности		Реле защиты
	$I_{сз}, A$	$t, c$		$I, A$	$K_{ч}$	
ТО	-	-	-	-	-	РТ40/10*
МТЗ	120	0,8	4	$I_{КЗ.мин}^{(2)} = 9845$	82	РТ40/10
Защита от перегрузки	95,55	1	3,185	-	-	РТ40/10
ОЗЗ	3,12	0	0,125	-	-	РТЗ-51
УРОВ	100	-	0,5	-	-	РТ40/2

\* – решение о замене токового реле, принятое в ПД, отменяется.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
210302	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Лист

10

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. –152 с.
2. Расчеты релейной защиты распределительных сетей: Монография./ М. А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 4 изд., перераб. и доп.
3. Правила устройства электроустановок. - 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002-2004.
5. Шабад М.А.; Защита трансформаторов 10 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1989 - 144 с.: ил.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
210302	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-13Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Лист

11

### Поясняющая схема

MTЗ	120A	0,8с
ОЗЗ	3,12А	-
Пегерп.	95,55А	1с
УРОВ	100А	-

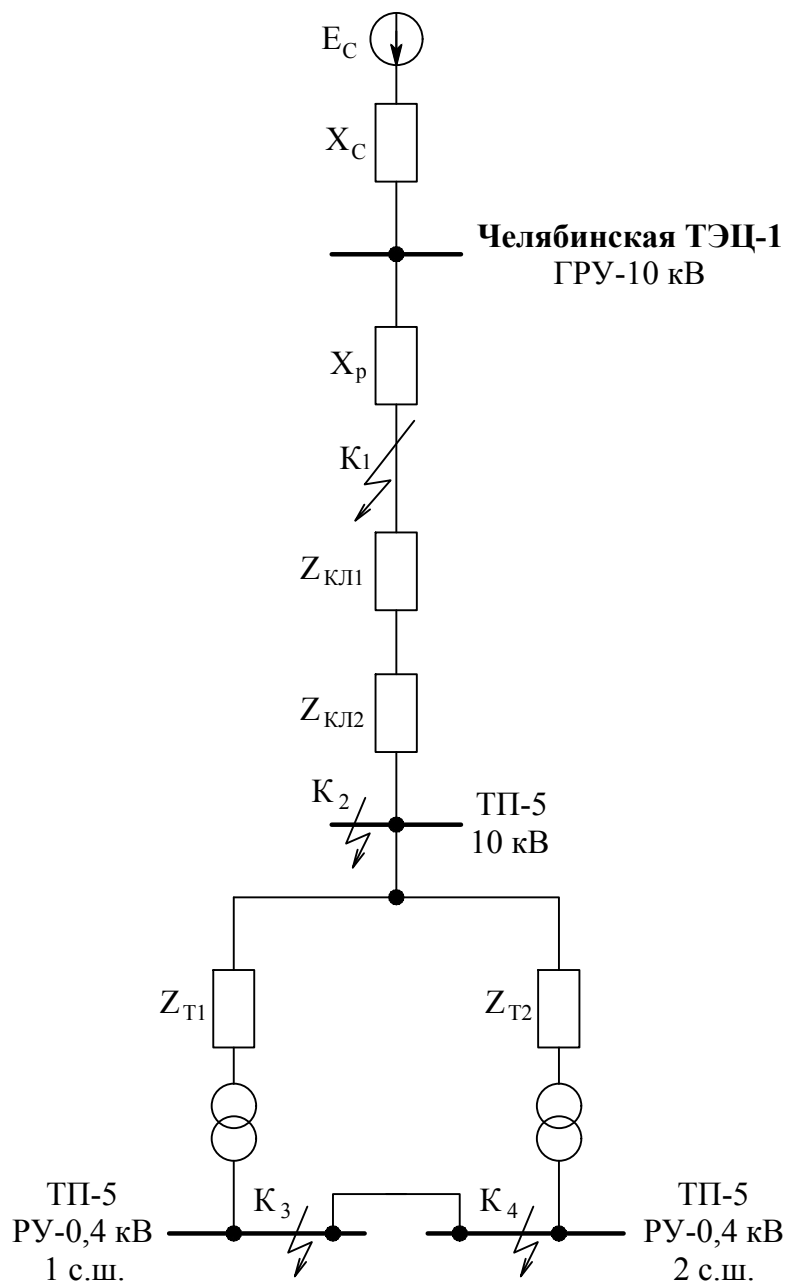
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
210302		

Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-19Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Приложение Б

Схема замещения сети



Инв. № подл.	210302
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

277-19Э/ПИР-0-22-ЭС1.РР

Лист
13