



ДОПУСК К ПРОЕКТИРОВАНИЮ: НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №3065 от 26.04.2017 г.)  
ДОПУСК К ИЗЫСКАНИЯМ: НП «СтройИзыскания» СРО-И-033-16032012 (св-во №1152 от 16.02.2016 г.)

**Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети»**

**Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566  
(замена трансформаторов на 2х16 МВА)**

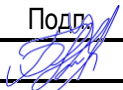
**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решения.**

**Подраздел 1. Электрооборудование первичное**

**3041-118-ИОС.ЭП**

**Том 6.1**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-1		10.19

**Директор**

**В. А. Бучинский**

**Главный инженер проекта**

**Е. А. Бучинский**

**2019**

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист согласований 3041-118-ИОС.ЭП

№ п.п.	Организация	Должность	Ф.И.О.	Согласовано	
				Подпись	Дата
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».




Главный инженер проекта \_\_\_\_\_  Е.А. Бучинский

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

Данная документация не может быть воспроизведена (полностью или частично), копирована, тиражирована и использована без разрешения – ООО «Техно Базис».

## СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
3041-118-ИОС.ЭП.С	Содержание	1-3
<b>Текстовая часть</b>		
<b>3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ</b>	<b>Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.</b> <b>Подраздел 1. Электрооборудование первичное</b>	<b>1 – 11 Изм. 1 (зам.)</b>
	5.1. Электрооборудование первичное	1
	5.1.1. Характеристика источников электроснабжения	1
	5.1.2. Главная электрическая схема подстанции	1
	5.1.3. Сведения о количестве потребителей электроэнергии и их установленной мощности	1
	5.1.4. Требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии	1-2
	5.1.5. Технические решения	2
	5.1.5.1. Основное электротехническое оборудование	2-3
	5.1.5.2. Компоновка оборудования подстанции	3-5
	5.1.5.3. Комплектное распределительное устройство наружной установки 10 кВ	5
	5.1.5.4. Общеподстанционный пункт управления	5
	5.1.5.5. Кабельное хозяйство собственных нужд подстанции	5
	5.1.5.6. Система собственных нужд подстанции	5-6
	5.1.5.7. Система оперативного постоянного тока	6
	5.1.5.8. Электрическое освещение	6-7
	5.1.5.9. Обогрев оборудования	7
	5.1.6. Расчет токов коротких замыканий	7
	5.1.7. Компенсация реактивной мощности на стороне 10 кВ	7

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата
	Разраб.		Бучинский			09.19
	Проверил		Бучинский			09.19
	Н.контр.		Тюкавкин			09.19
3041-118-ИОС.ЭП.С						
Содержание						Стадия
						Лист
						Листов
						П
						1
						3
						Проектный центр ООО «Техно Базис»

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

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
	5.1.8. Компенсация емкостных токов замыкания на землю на стороне 35, 10 кВ	7
	5.1.9. Изоляция. Защита оборудования от перенапряжений. Заземление. Организация ЭМС на подстанции	8-9
	5.1.10. Мероприятия по резервированию электроэнергии	9
	5.1.11. Последовательность выполнения реконструкции подстанции	9
	5.1.11.1. Первый этап реконструкции	9
	5.1.11.2. Второй этап реконструкции	10
	Лист регистрации изменений	11
3041-118-ИОС.ЭП.ВОД	Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры	- Изм.1 (зам.)
3041-118-ИОС.ЭП.ВОМ	Ведомость работ. Монтаж конструкций, оборудования и аппаратуры	-
Графическая часть		
3041-118-ИОС.ТМ.ГЧ	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Электрооборудование первичное	
ЛИСТ 1	Главная электрическая схема подстанции до реконструкции	-
ЛИСТ 2	Главная электрическая схема подстанции 1 этапа реконструкции	- Изм.1 (зам.)
ЛИСТ 3	Главная электрическая схема подстанции 2 этапа реконструкции	- Изм.1 (зам.)
ЛИСТ 4	Щит собственных нужд. Схема принципиальная электрическая	-
ЛИСТ 5	Щит постоянного тока. Схема принципиальная электрическая	-
ЛИСТ 6	Щкафы обогрева. Схема принципиальная электрическая	-
ЛИСТ 7	Наружное освещение подстанции. Схема принципиальная электрическая	-
3041-118-ИОС.ЭП.С		Лист
		2
Изм.	Кол.уч	Лист
№док	Подпись	Дата



ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
ЛИСТ 8	План подстанции. Виды. 1 этап реконструкции (М1:100)	- Изм.1 (зам.)
ЛИСТ 9	План подстанции. Виды. 2 этап реконструкции (М1:100)	- Изм.1 (зам.)
ЛИСТ 10	План заземления подстанции (М1:100)	-
ЛИСТ 11	План молниезащиты подстанции (М1:100)	-
ЛИСТ 12	План наружного освещения подстанции (М1:100)	-
ЛИСТ 13	План заходов ВЛ 35 кВ на подстанцию (М1:100)	-
<b>Приложения</b>		
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Расчет токов короткого замыкания	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Расчетная проверка и выбор силового электрооборудования и проводников	-
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Расчет мощности трансформаторов собственных нужд	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Расчет сечения горизонтальных заземлителей и сечения заземляющих проводников	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	Проверка габаритов существующей системы маслоотвода	- Изм.1 (нов.)
ПРИЛОЖЕНИЕ Э1	Свидетельство НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №3065 от 26.04.2017 г.) о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Э2	Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)	-

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

						3041-118-ИОС.ЭП.С	Лист
							3
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата		

## РАЗДЕЛ 5. СВЕДЕНИЯ ОБ ИНЖЕНЕРНОМ ОБОРУДОВАНИИ, О СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, ПЕРЕЧЕНЬ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

### 5.1. Электрооборудование первичное

#### 5.1.1. Характеристика источников электроснабжения

Подстанция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс является тупиковой. Присоединение ПС к энергосистеме выполняется двухцепной ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Ц А, Б.

#### 5.1.2. Главная электрическая схема подстанции

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации по объекту «Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв. 7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)» предусмотрены: распределительное устройство 35 кВ по схеме № 35-5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ячеек ТН-35 кВ и ремонтной перемычки».

Реконструкция подстанции предполагается в 2 этапа:

1 этап: Замена оборудования ячейки ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Ц А, части ячейки СВ-35 кВ (разъединитель со стороны 1 СШ 35 кВ, секционный выключатель 35 кВ, трансформаторы тока 35 кВ), силового трансформатора Т-1, шинного моста 10 кВ от трансформатора Т-1 до 1 сек. 10 кВ КРУН 10 кВ;

2 этап: Замена оборудования ячейки ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Б, части ячейки СВ-35 кВ (разъединитель со стороны 2 СШ 35 кВ), силового трансформатора Т-2, шинного моста 10 кВ от трансформатора Т-2, до 2 сек. 10 кВ КРУН 10 кВ.

Главная электрическая схема подстанции до реконструкции представлена в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 1.

Главная электрическая схема подстанции для 1 этапа реконструкции представлена в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 2.

Главная электрическая схема подстанции для 2 этапа реконструкции представлена в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 3.

#### 5.1.3. Сведения о количестве потребителей электроэнергии и их установленной мощности




На существующей подстанции установлено два трансформатора мощностью 10 МВА.

В соответствии с техническим заданием на подстанции предусматривается установка двух силовых трансформаторов мощность 16 МВА.

Устанавливаемые силовые трансформаторы ТДНС-16000/35/10 УХЛ1 мощностью по 16 МВА каждый должен обеспечивать передачу электроэнергии потребителям 10 кВ в необходимом объеме. Количество электроприемников 10 кВ, как и схема отходящих КВЛ 10 кВ в результате реконструкции подстанции не изменяется.

#### 5.1.4. Требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии

Требования к надёжности электроснабжения и бесперебойного питания регламентированы ПУЭ, глава 1.2:

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.						3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ	
	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись		Дата
	Разраб.	Бучинский					09.19
	Проверил	Бучинский				09.19	
	Н.контр..	Тюкавкин				09.19	

должен обеспечивать передачу электроэнергии потребителям 10 кВ в необходимом объёме. Количество электроприемников 10 кВ, как и схема отходящих КВЛ 10 кВ в результате реконструкции подстанции не изменяется.

**5.1.4. Требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии**

Требования к надёжности электроснабжения и бесперебойного питания регламентированы ПУЭ, глава 1.2:

Основные технические решения. Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
	П	1	11
	Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электро-снабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Питание потребителей третьей категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимого для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более 1 суток.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается наличием АВР на стороне 10 кВ.

Качество электрической энергии – степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям. В свою очередь, параметр электрической энергии - величина, количественно характеризующая какое-либо свойство электрической энергии.

В России показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трёхфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети или электроустановки потребителей устанавливаются ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Измеряемые значения показателей качества электроэнергии сопоставляются с нормативными значениями, установленными ГОСТ 32144-2013 (табл.5.1).

Таблица 5.1.1 Измеряемые значения показателей качества электроэнергии.

Параметр	Номинальное значение	Предельное значение
Напряжение V	380V $\pm$ 5%	380V $\pm$ 10%
Частота Hz	50Hz $\pm$ 0.2Hz	50Hz $\pm$ 0.4Hz
Искажения %	8%	12%
Провалы сек.	3 сек	30 сек

#### 5.1.5. Технические решения

##### 5.1.5.1. Основное электротехническое оборудование

Распределительное устройство 35 кВ предусматривается по схеме № 35-5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ячеек ТН-35 кВ и ремонтной перемычки».

На стороне высокого напряжения 35 кВ подстанции предусматривается применение следующего оборудования:

- силовые трансформаторы ТДНС-16000/35/10 УХЛ1 (производитель определяется в ходе конкурсных торгов);
- вакуумные колонковые выключатели 35 кВ (производитель определяется в ходе конкурсных торгов);

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ

Лист

2

- разъединители с фарфоровой изоляцией типа РГ-35.II/1000 УХЛ1 с двигательными приводами и выносными блоками управления (производитель определяется в ходе конкурсных торгов);
- трансформаторы тока 35 кВ ТЛ 35 УХЛ1 (производитель определяется в ходе конкурсных торгов);
- ограничители перенапряжения 35 кВ ОПН-35 УХЛ1 (производитель определяется в ходе конкурсных торгов).

Климатическое исполнение оборудования, устанавливаемого на подстанции, принято для холодного климата (УХЛ) с категорией размещения для эксплуатации 1.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)». Оборудование подстанции выбирается по условиям работы в нормальном режиме и режиме продолжительных аварийных перегрузок, а также с учетом установки трансформаторов, следующих по шкале мощности (25 МВА).

На стороне 10 кВ подстанции проведена проверка существующих выключателей 10 кВ и трансформаторов тока 10 кВ во водных ячейках и ячейке секционного выключателя. Данное оборудование проходит по номинальному току, току термической и динамической стойкости. Замена данного оборудования не требуется.

Расчетная проверка и выбор силового оборудования и проводников, предоставлена в приложении Б.

#### 5.1.5.2. Компоновка оборудования подстанции

На территории подстанции проектом предусматривается замена силовых трансформаторов мощностью 10 МВА на силовые трансформаторы 16 МВА, а также замена всего оборудования, металлоконструкций и фундаментов на ОРУ 35 кВ. Объем демонтажных работ указан в ведомости демонтажа см. 3041-118-ИОС.ЭП.ВОД. Установка проектируемого оборудования на существующие фундаменты невозможна, так в ячейке секционного выключателя 35 кВ не соблюдается изоляционное расстояние, согласно табл. 4.2.5 ПУЭ – «между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой». Данное расстояние необходимо соблюдать при выключенном разъединителе 35 кВ и обслуживании выключателя 35 кВ – от ножа разъединителя, находящегося под напряжением до выключателя 35 кВ (не менее 2400 мм). Для соблюдения данного требования ПУЭ необходимо предусмотреть расстояние между осями ячеек 1 и 2 СШ 35 кВ не менее 14 м. Таким образом, необходимо сдвинуть оборудование ячейки 1 СШ 35 кВ относительно ячейки 2 СШ 35 кВ на 1 м вправо (к ограждению). Так как проектом принимается установка выключателя 35 кВ с выносными трансформаторами тока 35 кВ, то от ножа разъединителя ШР-35 находящегося под напряжением до трансформаторов тока 35 кВ так же должно соблюдаться расстояние не менее 2400 мм. Таким образом, разъединители ШР-35 относительно существующего положения необходимо сдвинуть вверх (к приемным порталам 35 кВ) на 1 м. В связи с перемещением разъединителей ШР-35, оборудование СВ-35, разъединители ЛР-35, приемные порталы 35 кВ, так же необходимо сдвинуть на 1 м (к ограждению, к опоре 35 кВ) для соблюдения изоляционных расстояний относительно друг друга.

На территории подстанции проектом устанавливается следующее оборудование и конструкции:

- Силовые трансформаторы ТДНС-16000/35/10 УХЛ1;
- Открытое распределительное устройство 35 кВ;
- Шинные мосты 10 кВ между силовыми трансформаторами и КРУН 10 кВ;
- Порталы решетчатые однопролетные 35 кВ;
- Порталы решетчатые однопролетные 35 кВ с молниеотводом.

Объем монтажных работ указан в ведомости монтажа см. 3041-118-ИОС.ЭП.ВОМ.

Силовые трансформаторы ТДНС-16000/35/10 мощностью по 16 МВА каждый обеспечивают передачу электроэнергии потребителям 10 кВ в необходимом объеме. Силовые трансформаторы устанавливаются

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ	Взам. инв. №
							Подпись и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							3

на открытой части подстанции на существующие фундаменты без применения катков (на антисейсмические крепления).

Рассматриваемый вариант компоновки ОРУ 35 кВ предполагает применение оборудования 35 кВ на отдельно стоящих металлоконструкциях. Для выключателей 35 кВ предусмотрены площадки обслуживания. Металлоконструкции поставляются с заводской антикоррозийной защитой, обработанные методом горячего оцинкования.

Проектируемые ОПН 35 кВ необходимо установить на новую металлоконструкцию для соблюдения изоляционного расстояния, согласно табл. 4.2.5 ПУЭ – «от токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до транспортируемого оборудования (не менее 1150 мм).

Шинные мосты 10 кВ от силовых трансформаторов до КРУН 10 кВ выполнены гибким неизолированным проводом 3хАС-150/24. Проектом предполагается доукомплектование шинного моста 10 кВ 2хАС-150/24 предусмотренного по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой" дополнительным проводом АС-150/24, в связи с установкой трансформатора мощностью 16 МВА.

Для проезда по подстанции предусмотрена существующая автодорога шириной 4,5 м.

Металлоконструкции устанавливаются на фундаменты поверхностного типа в виде железобетонных лежней.

Перекрышки между оборудованием и спуски к нему выполнены неизолированным проводом АС-120/19.

ВЛ 35 кВ заходят на приемные решетчатые порталы 35 кВ. Секции шин 35 кВ образованы с помощью решетчатых порталов и гибкой ошиновки - неизолированным проводом АС-120/19.

Для обеспечения безопасного и удобного подъема эксплуатирующего персонала на порталы 35 кВ (согласно п. 16.37 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)») проектом предусматривается оснащение их стационарными (жесткими анкерными) вертикальными страховочными линиями со страховочными устройствами ползункового типа.

Вертикальная анкерная линия представляет собой установленный вертикально стальной канат с присоединяемым к нему самоблокирующимся средством защиты ползункового типа, которое обеспечивает безопасное перемещение персонала по прямолинейной вертикальной металлоконструкции портала. Самоблокирующееся средство ползункового типа перемещается вдоль анкерной линии и автоматически фиксируется на ней в случае падения персонала. Анкерная линия (стальной трос) устанавливается на портал 35 кВ стационарно с помощью элементов крепления. В верхней части анкерной линии стальной канат крепится непосредственно к структурному анкеру при помощи соединительного карабина (рапида). В нижней части анкерной линии трос крепится к структурному анкеру при помощи зажимов, обеспечивающих регулировку длины троса, и талрепа, обеспечивающего натяжение анкерной линии. Для ограничения горизонтального смещения троса в процессе эксплуатации устанавливаются промежуточные направляющие. Анкерная линия позволяет установить СИЗ ползункового типа на трос в любом месте анкерной линии. Анкерная линия должна применяться совместно со средствами индивидуальной защиты от падения с высоты.

Главные и заземляющие ножи разъединителей 35 кВ применены с двигательными приводами и выносными блоками управления, размещенными на отдельной металлоконструкции.


Прокладка силовых и контрольных кабелей на территории подстанции организована в железобетонных наземных кабельных каналах. По металлоконструкциям к оборудованию разводка выполняется с использованием металлических лотков и металлорукава.

План подстанции вариант для 1 этапа реконструкции представлен в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ГЧ, лист 8.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-1		10.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ

Лист

4

План подстанции вариант для 2 этапа реконструкции представлен в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ГЧ, лист 9.

#### 5.1.5.3. Комплектное распределительное устройство наружной установки 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ на подстанции существующее, в соответствии с техническим заданием замена КРУ 10 кВ не предполагается. Замена КРУ 10 кВ, перезаводка существующих кабельных линий 10 кВ, шинных мостов 10 кВ предусматривается по титулу 29-17/П, разработанному организацией ООО "Юнионстрой".

#### 5.1.5.4. Общеподстанционный пункт управления

Для размещения щитов силового оборудования, панелей РЗА, телемеханики и стоек связи на подстанции установлено существующее блочно-модульное здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ). Реконструкция здания ОПУ в рамках настоящего проекта не выполняется.

#### 5.1.5.5. Кабельное хозяйство собственных нужд подстанции

Прокладка силовых и контрольных кабелей до 1 кВ на территории подстанции организована в наземных железобетонных кабельных каналах, по металлоконструкциям к оборудованию разводка выполняется с использованием металлических лотков и металлорукава. Пути прокладки кабельных трасс выбраны с учетом требований электромагнитной совместимости с максимальным удалением от источников импульсных помех.

Распределительные сети напряжением до 1 кВ выполнены кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГнг(А)-LS). Контрольные и силовые кабели прокладываются раздельно.

Прокладка кабелей выполнена по кабельным каналам и лоткам из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее REI45:

Согласно ст.137 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», п.5.2.4 СП2.13130.2012 узлы пересечения строительных конструкций с нормируемыми пределами огнестойкости кабелями, воздуховодами и другим технологическим оборудованием должны иметь предел огнестойкости не ниже пределов, установленных для пересекаемых конструкций.

В местах выхода кабелей из зданий в наземные бетонные кабельные лотки отверстия заделываются противопожарной пеной, которая соответствует требованиям п.4.1 ГОСТ Р 53310-2009, предел огнестойкости IET 180.

В местах ответвлений кабельных каналов предусматриваются уплотнения негорючими материалами (предел огнестойкости не менее EI45).

#### 5.1.5.6. Система собственных нужд подстанции


Проектом не предусматривается реконструкция системы собственных нужд.

Существующая система собственных нужд включает:

- два масляных герметичных трансформатора собственных нужд ТМГ-63/10/0,4 УХЛ1;
- щит собственных нужд;
- распределительную сеть 0,4 кВ.

Трансформаторы собственных нужд размещаются на открытой территории подстанции и подключаются к ячейкам 10 кВ КРУН 10 кВ. Схема и группа соединения обмоток Y/Yn-0 трансформатора.

Расчет мощности трансформаторов собственных нужд с учетом подключения новых потребителей представлен в приложении В.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
1	-	Зам.	10-1		10.19	3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		5

Существующий щит собственных нужд (ЩСН), установлен в помещении панелей РЗА, состоит из 2 шкафов отходящих линий и одного шкафа ввода и секционирования в комплекте с устройством АВР. Обслуживание шкафов – одностороннее. Проектируемая распределительная сеть выполняется кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГнг(А)-LS).

Проектом предусматривается подключение потребителей 0,4 кВ от вновь устанавливаемого оборудования к резервным автоматам существующего щита собственных нужд.

В шкафах ЩСН установлены автоматические выключатели производства «ABB».

Схема щита собственных нужд представлена в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 4.

#### 5.1.5.7. Система оперативного постоянного тока

Проектом не предусматривается реконструкция системы оперативного постоянного тока.

На подстанции установлена существующая система оперативного постоянного тока (СОПТ) централизованной структуры на напряжение 220 В для питания центральной сигнализации, аппаратов релейной защиты и панелей ТМ, шинок управления ЩСН, щитовых приборов и оперативной блокировки разъединителей.

В состав существующего СОПТ входят:

- Шкафы управления оперативным током (ШУОТ) со встроенными зарядно-подзарядными устройствами на ток 20 А;
- Аккумуляторная батарея емкостью 65 А·ч;
- Распределительная сеть 220 В.

В качестве источника постоянного оперативного тока служат два существующих зарядно-подзарядных выпрямительных устройства с номинальным выходным током по 20 А. СОПТ обеспечивает питание потребителей с двух секций =220 В.

Существующий ШУОТ оснащен прибором контроля изоляции, приборами для измерения напряжений на шинках секции оперативного тока. Для контроля положения и состояния защитных и коммутационных аппаратов в ШУОТ предусмотрена панель визуальной световой индикации.

На вводах и отходящих линиях устанавливаются рядовые предохранительные разъединители нагрузки. Применение данного типа защитных устройств позволяет обеспечить селективность срабатывания устройств защиты на всех уровнях распределительной сети СОПТ.

В качестве источника постоянного тока используется существующая аккумуляторная батарея емкостью 65 А·ч.

Существующая распределительная сеть выполнена кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением ВВГнг(А)-LS.

Существующий СОПТ ПС 35 кВ Сельхозкомплекс состоит из одного шкафа ввода и секционирования с зарядно-подзарядными выпрямительными устройствами и АБ, двух шкафов отходящих линий.

Схема существующего щита постоянного тока представлена в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 5.

#### 5.1.5.8. Электрическое освещение

Проектом предусматривается реконструкция сети наружного освещения подстанции. Освещение открытой части подстанции осуществляется прожекторами RGL-400-L120 со светодиодными матрицами, монтируемыми на площадке прожекторной мачты ПМЖ-22,8 на высоте 22,8 м (мачта освещения устанавливается по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой"). При этом обеспечивается нормированная освещенность рабочих мест и поверхностей согласно СП 52.13330.2011: для газовых реле, указателей масла, разъёмных

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ	Лист
							6
Ив. № подл.							
Подпись и дата							
Взам. инв. №							

частей разъединителей – 10 Лк (вертикальная); для вводов трансформаторов, вводов выключателей, ОПН, шкафов управления – 5 Лк (вертикальная); проходы между оборудованием – 1 Лк (горизонтальная).

Электрическую схему наружного освещения представлена в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 7.

План наружного освещения подстанции с указанием прожекторов представлен в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 12.

Реконструкция освещения в существующих зданиях ОПУ и КРУН 10 кВ проектом не предусматривается.

#### 5.1.5.9. Обогрев оборудования

Проектом предусматривается автоматика обогрева вновь устанавливаемого оборудования, приводов выключателей, приводов разъединителей и шкафов наружной установки от шкафов обогрева ШОВ-1. Обогрев включается автоматически при снижении до определенного значения температуры окружающего воздуха. Подогрев для предотвращения образования конденсата внутри шкафов наружной установки и приводов разъединителей включен постоянно.

Электрическая схема шкафов обогрева ШОВ-1 представлена в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 6.

#### 5.1.6. Расчет токов коротких замыканий

Расчет токов короткого замыкания выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». Расчет произведен в целях проверки основного оборудования 35 и 10 кВ, выбранного по токам нагрузки, выявления необходимости использования токоограничивающих реакторов на вводах 10 кВ, расчета элементов схемы электрических соединений подстанции и расчета заземляющего устройства.

Значения токов КЗ рассчитаны в соответствии с данными, предоставленными филиалом ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети».

Расчетные значения токов короткого замыкания представлен в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 - Значения токов коротких замыканий

Тип силовых трансформаторов	Напряжение	$I^{(3)}_{кз, max}$ , кА	Ударный коэфф. $k_{уд}^*$	Ударный ток $i_{уд}$ , кА
ТДНС-16000/35/10 УХЛ1	35 кВ	5,022	1,85	13,14
	10 кВ	6,24	1,85	16,33

\* - значение согласно ГОСТ 52735-2007

Силовое оборудование 35, 10 кВ подстанции проверено по устойчивости к токам КЗ для устанавливаемых по проекту силовых трансформаторов мощностью 16 МВА. Применение токоограничивающих реакторов не требуется.

Расчет значений токов короткого замыкания представлен в приложении А.

#### 5.1.7. Компенсация реактивной мощности на стороне 10 кВ

В соответствии с техническим заданием установка устройств компенсации реактивной мощности на ПС 35 кВ Сельхозкомплекс не требуется.

#### 5.1.8. Компенсация емкостных токов замыкания на землю на стороне 35, 10 кВ

В соответствии с техническим заданием компенсация емкостных токов замыкания на землю на стороне 35, 10 кВ на ПС 35 кВ Сельхозкомплекс не требуется.

Взам. инв. №						Лист	
Подпись и дата						3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ	
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	7



### 5.1.9. Изоляция. Защита оборудования от перенапряжений. Заземление. Организация ЭМС на подстанции

Изоляция устанавливаемого оборудования на основании ГОСТ 9920-89 принимается с эффективной длиной пути утечки не менее 2,25 см/кВ.

Защита от перенапряжения выполняется ограничителями перенапряжения. Количество и места установки ОПН приведены на главной схеме и плане подстанции (см. 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, л.1, 2, 3, 8, 9).

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется двумя молниеприемниками установленными на проектируемых приемных порталах 35 кВ, двумя молниеприемниками установленными на существующих порталах в маслоприемниках силовых трансформаторов, одной мачтой ПМЖ 22,8 предусмотренной по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой". Проектом предусматривается перенос существующего молниеприемника трансформаторного портала Т-1 на противоположную стойку для обеспечения необходимого уровня надежности.

По опасности ударов молнии для рассматриваемого объекта, подстанция располагается в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 20 до 40 часов в год и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью, поэтому принимаем допустимый уровень надежности от прямых ударов молнии равным 0,99. Исходя из этого значения, выбраны тип и высота проектируемых молниеотводов.

Расчет молниезащиты произведен согласно СО 153-34.21.122-2003 в программе Rubius Electric Suite: МЗ для КОМПАС-3D.

План молниезащиты подстанции будет представлен в графической части тома на чертеже 3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 11.

Проектом предусматривается реконструкция существующего заземляющего устройства в местах установки нового оборудования. Проектируемое ЗУ подключается к существующему. Проектируемое заземляющее устройство выполнено с соблюдением требований ПУЭ в части конструктивного исполнения, требований электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗА и контрольных кабелей. Оборудование должно быть заземлено в соответствии с ПУЭ.

Проектируемая часть ЗУ выполнена в виде сетки из стальных полос сечением 40х5 мм и вертикальных электродов длиной 5 м, диаметром 18 мм.

Расчёт контура заземления подстанции выполнен в программном комплексе «ОРУ-Проект». Сопротивление заземляющего устройства составит  $R=0,74$  Ом, что не превышает требуемое п. 1.7.101 ПУЭ значение сопротивления ЗУ не более 4 Ом.

Расчет сечения горизонтальных заземлителей и сечения заземляющих проводников приведен в приложении Г.

Проектом выполняются решения по обеспечению ЭМС размещаемой аппаратуры РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ. Для защиты МП РЗА от импульсных помех предусматривается:

а) применение экранированных кабелей (КВВГЭнг-LS) с двусторонним заземлением экрана;

При совместной прокладке силовых кабелей и вторичных кабелей с цепями измерения, управления и сигнализации по одной трассе, расстояние между ними в свету должно быть не менее:

- 0,45 м – для кабелей с цепями 220 В;
- 0,6 м – для кабелей с цепями 380 В;
- 1,2 м – для кабелей 6÷10 кВ.

Для экранированных цепей указанные расстояния могут быть снижены в 1,5÷2 раза.

б) применение экранирующих шкафов для аппаратуры с толщиной стенки не менее 2 мм;

После строительно-монтажных работ должно быть проведено обследование ЭМО на территории ПС специализированной организацией в соответствии с методическими указаниями СО 34.35.311-2004.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата					

в) силовые и контрольные кабели прокладываются по разным трассам.

Кабели прокладываются в железобетонных лотках и в металлических коробах, которые экранируют кабели от воздействия электромагнитных полей со стороны ошиновки, высоковольтного оборудования, при ударе молнии, при различных видах коротких замыканий, при коммутационных перенапряжениях.

Металлические кабельные конструкции и высоковольтное оборудование заземляется.

После строительно-монтажных работ должна быть проведена диагностика заземляющего устройства и электромагнитной обстановки на территории ПС специализированной организацией в соответствии с РД 153-34.0-20.525-00 и СО 34.35.311-2004, в сметной документации предусмотрены мероприятия по проверке электромагнитной обстановки на стадии пусконаладочных работ в объеме требований п. 16.3 СТО 56947007-29.240.044-2010.

#### 5.1.10. Мероприятия по резервированию электроэнергии

Подстанция в нормальном режиме получает питание по двум линиям 35 кВ, что обеспечивает надежность электроснабжения.

В нормальном режиме секционные выключатели 10 кВ отключены, при коротком замыкании на стороне 35 кВ срабатывает АВР и потребители обесточенной секции 10 кВ продолжают получать питание.

Мощность устанавливаемых трансформаторов и запас по номинальному току оборудования обеспечивают достаточное резервирование в нормальных и аварийных режимах.

Для приемников собственных нужд на подстанции используется существующий щит собственных нужд переменного тока, связанный секционной перемычкой с РУ 0,4 кВ с возможностью включения АВР при исчезновении питания на одной из секций.

Для питания центральной сигнализации, аппаратов релейной защиты и панелей ТМ, шинок управления ЩСН, щитовых приборов и оперативной блокировки разъединителей используется существующая система постоянного оперативного тока подстанции.

#### 5.1.11. Последовательность выполнения реконструкции подстанции

##### 5.1.11.1. Первый этап реконструкции

1. Отключение ВЛ 35 кВ Белореченская – Сосновка с отпайками, цепь А;
2. Перевод питания потребителей 1СШ 10 кВ от трансформатора Т-2;
3. Вывод из работы оборудования 1 СШ, оборудования СВ-35;
4. Демонтаж ошиновки 1 СШ;
5. Демонтаж ошиновки от 1 СШ до разъединителя СР-2-35;
6. Расшиновка силового трансформатора Т-1 со стороны 10 кВ;
7. Демонтаж оборудования и строительных конструкций 1 СШ, выключателя СВ-35, разъединителя СР-1-35, портала 1СШ, силового трансформатора Т-1;
8. Монтаж нового силового трансформатора Т1 мощностью 16 МВА;
9. Монтаж строительных конструкций, контура заземления и нового оборудования 1 СШ 35 кВ, разъединителя СР-1-35, секционного выключателя СВ-35, трансформаторов тока ТТ-35 СВ, порталов 35 кВ, ж/б кабельных лотков для кабелей 0,4 кВ, шкафов вторичной коммутации;
10. Прокладка силовых и контрольных кабелей к вновь устанавливаемому оборудованию;
11. Пусконаладочные работы;
12. Ввод в работу оборудования 1 СШ 35 кВ;
13. Включение ВЛ 35 кВ Белореченская – Сосновка с отпайками, цепь А;
14. Перевод питания потребителей 1СШ 10 кВ от трансформатора Т1.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ	Лист
							9

### 5.1.11.2. Второй этап реконструкции

1. Отключение ВЛ 35 кВ Белореченская – Сосновка с отпайками, цепь Б;
2. Перевод питания потребителей 2СШ 10 кВ от трансформатора Т1;
3. Вывод из работы оборудования 2 СШ;
4. Демонтаж ошиновки 2 СШ;
5. Демонтаж оборудования и строительных конструкций 2 СШ, разъединителя СР-2-35;
6. Монтаж строительных конструкций, контура заземления и нового оборудования 2 СШ 35 кВ, разъединителя СР-2-35, ж/б кабельных лотков для кабелей 0,4 кВ, шкафов вторичной коммутации;
7. Прокладка силовых и контрольных кабелей к вновь устанавливаемому оборудованию;
8. Пусконаладочные работы;
9. Ввод в работу оборудования 2 СШ 35 кВ, СВ-35 кВ;
10. Включение ВЛ 35 кВ Белореченская – Сосновка с отпайками, цепь Б;
11. Перевод питания потребителей 2СШ 10 кВ от трансформатора Т2;
12. Окончательное благоустройство территории.

Примечание: При. Приведенная последовательность выполнения работ носит рекомендательный характер и подлежит уточнению эксплуатирующей организацией с учетом всех оперативных факторов и текущего состояния схемы.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ			10

## Лист регистрации изменений

### Таблица регистрации изменений

[illegible]

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата

3041-118-ИОС.ЭП.ТЧ

Лист

11

# Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Примечание
Подраздел 5.1. Система электроснабжения. Первичная часть				
1	Силовой трансформатор SFZ-10000/35/	шт.	2	Возможно дальнейшее использование
2	Выключатели 35 кВ типа ВТ-35/630-10БУ1 с приводом ПП-67	шт.	3	Утилизировать
3	Разъединитель 35 кВ SOHK-7-10-2/35/630	шт.	2	Утилизировать
4	Разъединитель 35 кВ SOHK-7-10-1/35/630	шт.	4	Утилизировать
5	Ограничитель перенапряжения 35 кВ ОПН-П-35/40,5/10/650 УХЛ1	шт.	6	Утилизировать
6	Ошиновка 35 кВ (3-х фазный комплект)	Пролет/м	16/300*	Утилизировать
7	Демонтаж линейных порталов ОРУ 35 кВ	шт.	2	Утилизировать
8	Демонтаж шинных порталов ОРУ 35 кВ	шт.	2	Утилизировать
9	Демонтаж опорных изоляторов 35 кВ	шт.	6	Утилизировать
10	Демонтаж шкафов наружной установки	шт.	1	Утилизировать
11	Демонтаж гирлянды изоляторов 35 кВ	шт.	36	Утилизировать
12	Прожектор наружного освещения	шт.	2	Утилизировать
13	Светильник наружного освещения	шт.	2	Утилизировать
14	Полоса заземления	м	200	Утилизировать
15	Шкаф обогрева МВ-35 кВ в ОПУ	шт.	1	Утилизировать
16	Кабель 0,4 кВ ВВГнг(А)-LS 5х4	м	~100*	Утилизировать
17	Кабель 0,4 кВ ВВГнг(А)-LS 3х4	м	~100*	Утилизировать

\* - точное количество определяется на стадии рабочей документации.

Взам. инв. №	Подпись и дата	<div>1</div> <div>-</div> <div>Зам.</div> <div>10-1</div> <div></div> <div>10.19</div>						3041-118-ИОС.ЭП.ВОД			
		Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата				
Инв. № подл.		Разраб.		Бучинский			08.19	Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры	Стадия	Лист	Листов
									П	1	1
		Проверил		Бучинский			08.19		Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		
		Н.контр..		Тюкавкин			08.19				

# ВЕДОМОСТЬ РАБОТ. МОНТАЖ КОНСТРУКЦИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ

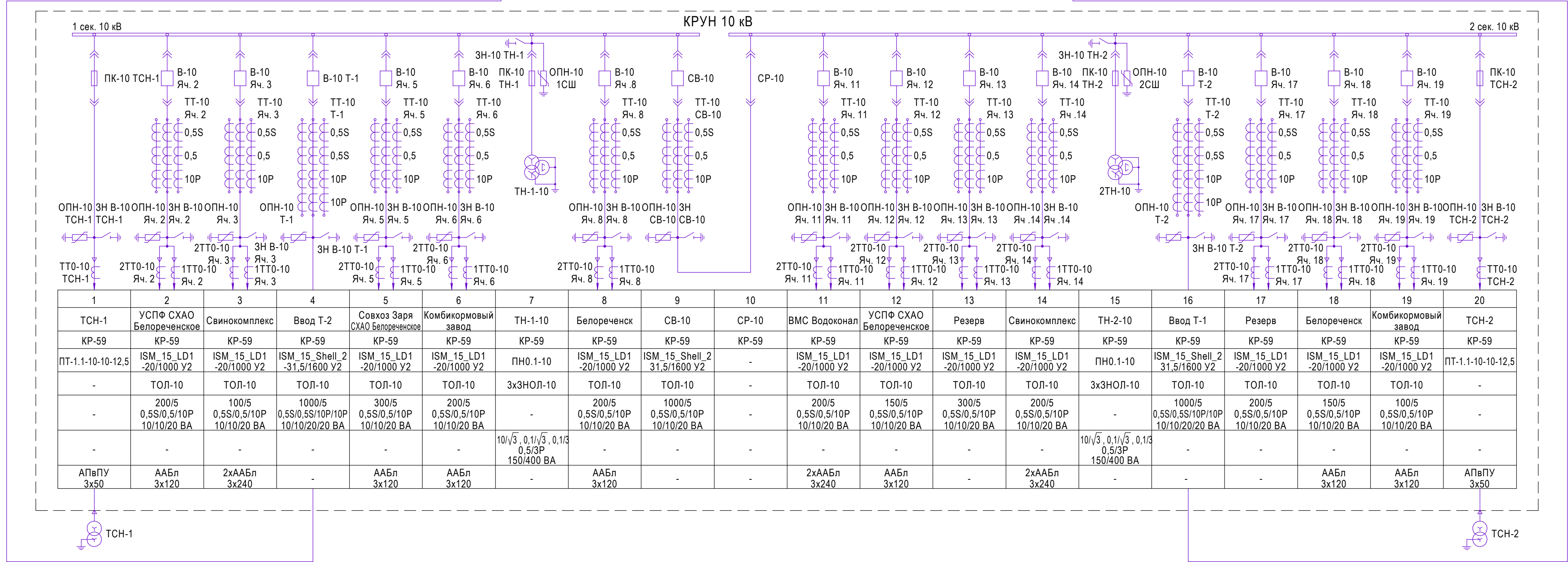
№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
<b>Подраздел 5.1. Система электроснабжения. Первичная часть</b>			
1	Трансформатор силовой ТДНС-16000/35/10 УХЛ1	шт.	2
2	Вакуумный колонковый выключатель 35 кВ	шт.	3
3	Трансформатор тока 35 кВ ТЛ 35 УХЛ1	шт.	9
4	Разъединитель с фарфоровой изоляцией типа РГ.2-35.II/1000 УХЛ1 с двигательными приводами, металлоконструкцией и выносными блоками управления	шт.	4
5	Разъединитель с фарфоровой изоляцией типа РГ.16-35.II/1000 УХЛ1 с двигательными приводами, металлоконструкцией и выносными блоками управления	шт.	2
6	Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (III) УХЛ1	шт.	6
7	Портал решетчатый однопролетный 35 кВ с молниеотводом	шт.	2
8	Портал решетчатый однопролетный 35 кВ	шт.	2
9	Металлоконструкция под трансформаторы тока 35 кВ (3-х фазный комплект)	шт.	3
10	Гирлянды изоляторов 35 кВ	шт.	36
11	Гибкая ошиновка 35 кВ - АС-120/19	м	~250*
12	Гибкая ошиновка 10 кВ - АС-150/24	м	~65*
13	Шкаф обогрева выключателя ШОВ-1	шт.	3
14	Шкаф наружного освещения в ОПУ	шт.	1
15	Прожектор светодиодный	шт.	3
16	Металлические кабельные лотки	м	~70*
17	Кабель 0,4 кВ ВВГнг(А)-LS 5x4	м	~360*
18	Кабель 0,4 кВ ВВГнг(А)-LS 3x4	м	~300*
19	Кабель 0,4 кВ ВВГнг(А)-LS 5x2,5	м	~150*
20	Кабель 0,4 кВ ВВГнг(А)-LS 3x2,5	м	~230*

\* - точное количество определяется на стадии рабочей документации.

Взам. инв. №	Подпись и дата	3041-118-ИОС.ЭП.ВОМ									
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	Ведомость работ. Монтаж конструкций, оборудования и аппаратуры	Стадия	Лист	Листов
		Разраб.	Бучинский				08.19		П	1	1
		Проверил	Бучинский				08.19		Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		
		Н.контр..	Тюкавкин				08.19				

Согласовано

Судебная коллегия по уголовным делам



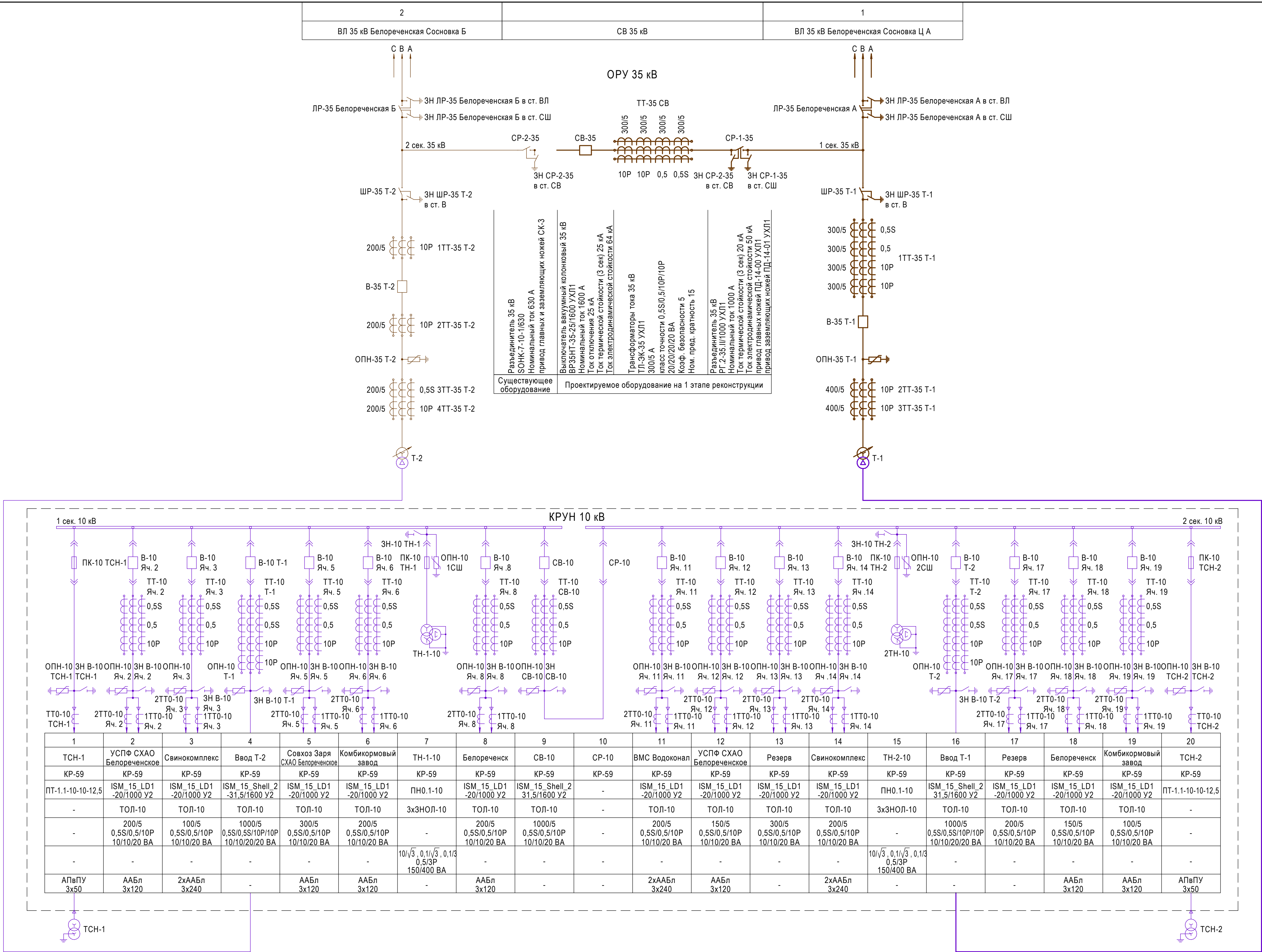
Примечание:

1. Главная электрическая схема ПС 35 кВ Сельхозкомплекс разработана на основании данных филиала ОАО "ИЭСК" "Центральные электрические сети".
2. Тонкой сплошной линией показано существующее оборудование и оборудование, устанавливаемое по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой".
3. Оборудование 35 кВ, силовые трансформаторы Т-1, Т-2, трансформаторы собственных нужд ТСН-1, ТСН-2 - существующие.

Формат  $A3 \times 3$



Существующее оборудование	Обозначение ячейки
	Наименование ячейки
	Провод 35 кВ AC-120/19
	Разъединитель 35 кВ СОНК-7-10-2/630 Номинальный ток 630 А привод главных и заземляющих ножей СК-3
	Система шин - провод AC-120/19; I <sub>ном</sub> =390 А Спуски - провод AC-120/19
	Разъединитель 35 кВ СОНК-7-10-1/630 Номинальный ток 630 А привод главных и заземляющих ножей СК-3
	Встроенные в выключатель трансформаторы тока 35 кВ 200/5 А класс точности 10Р
	Выключатель масляный баковый 35 кВ ВТ-35/630-10Б У1 Номинальный ток 630 А Ток отключения 10 кА Ток термической стойкости (3 сек) 10 кА Ток электродинамической стойкости 26 кА
	Встроенные в выключатель трансформаторы тока 35 кВ 200/5 А класс точности 10Р
	Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-А-35/40,5-10/650(II) УХЛ1
Оборудование, устанавливаемое по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой"	Встроенный трансформатор тока 35 кВ ТВ-35-IV 600-400-300-200/5 класс точности 0,5/10Р
	Трансформатор силовой SFZ-10000/35/10 УХЛ1 U <sub>вн</sub> /U <sub>нн</sub> - 36,75/10,5 кВ РПН на стороне ВН ±8х1,5% Привод РПН Ун/Д-11
	Шинный мост 10 кВ Провод 2хАС-150/24; I <sub>ном</sub> =900 А
	Сборные шины 10 кВ I <sub>ном</sub> =1600 А
	Заземлитель 10 кВ
	Выключатель 10 кВ Предохранитель 10 кВ Ограничитель перенапряжений 10 кВ ОПН-П-10/12/10/250 УХЛ2
	Трансформатор тока 10 кВ Трансформатор напряжения 10 кВ
	Заземлитель 10 кВ Ограничитель перенапряжений 10 кВ ОПН-П-10/12/10/250 УХЛ2
	Трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1 Козф. трансформации - 30/1
	Номер ячейки
Изм. № подл. Подп. и дата	Наименование присоединения
	Тип ячейки
	Тип коммутационного аппарата
	Номинальный ток
	Тип трансформаторов тока/напряжения
	Козф. трансформации трансформаторов тока 10 кВ, класс точности, номинальная нагрузка
	Козф. трансформации трансформаторов напряжения 10 кВ, класс точности, номинальная нагрузка
	Кабель силовой 10 кВ, марка кабеля кол. жил, сечение/сечение экрана
	Трансформатор собственных нужд ТМГ-63/10/0,4 УХЛ1, УУн-0



Примечание:

- Главная электрическая схема ПС 35 кВ Сельхозкомплекс разработана на основании данных филиала ОАО "ИЭСК" "Центральные электрические сети".
- Расчетные значения токов короткого замыкания на шинах 35, 10 кВ см. таблицу 1.
- Основной сплошной линией показано оборудование, устанавливаемое по данному титулу на 1 этапе реконструкции.
- Тонкой сплошной линией показано существующее оборудование и оборудование, устанавливаемое по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой".
- Оборудование 35 кВ, силовой трансформатор Т-2, трансформаторы собственных нужд ТСН-1, ТСН-2 - существующие.

Таблица 1 - Значения токов коротких замыканий		
U, кВ	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sub>уд</sub> , кА
ТДНС-16000/35 УХЛ1		
35	5,022	13,14
10	6,24	16,33

3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ					
1	-	Зам.	10-19	10-19	Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	
Разраб.	Андреев			09.19	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть
Проверил	Бучинский			09.19	
Н. контр.	Токавкин			09.19	Главная электрическая схема подстанции 1 этапа реконструкции
				Стация	Лист
				П	2
				Проектный центр ООО "Техно Базис"	



Обозначение ячейки	
Наименование ячейки	
Провод 35 кВ АС-120/19	
Разъединитель 35 кВ РГ-2.35/10/1000 УХЛ1 Номинальный ток 1000 А Ток термической стойкости (3 сек) 20 кА Ток электродинамической стойкости 50 кА привод главных ножей ПД-14-00 УХЛ1 привод заземляющих ножей ПД-14-01 УХЛ1 Система шин - провод АС-120/19; $I_{ном} = 390$ А Спуски - провод АС-120/19	
Разъединитель 35 кВ РГ-1.35/10/1000 УХЛ1 Номинальный ток 1000 А Ток термической стойкости (3 сек) 20 кА Ток электродинамической стойкости 50 кА привод главных ножей ПД-14-00 УХЛ1 привод заземляющих ножей ПД-14-01 УХЛ1	
Трансформаторы тока 35 кВ ТЛ-ЭК-35 УХЛ1 300/5 А класс точности 0,5S/0,5/10P/10P 20/20/20/20 ВА Кэф. безопасности 5 Ном. пред. кратность 20	
Выключатель вакуумный колонковый 35 кВ ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1 Номинальный ток 1600 А Ток отключения 25 кА Ток термической стойкости (3 сек) 25 кА Ток электродинамической стойкости 64 кА Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (III) УХЛ1	
Встроенный трансформатор тока 35 кВ ТВ-35 400/5 класс точности 10P/10P 30/30 ВА Кэф. безопасности 5 Ном. пред. кратность 20	
Трансформатор силовой ТДНС-16000/35/10 УХЛ1 $U_{н.вн}/U_{н.н} = 36,75/10,5$ кВ РПН на стороне ВН $\pm 4 \times 2,5\%$ Привод РПН Ун/Д-11 Шинный мост 10 кВ Провод 3хАС-150/24; $I_{ном} = 1350$ А	

Обозначение ячейки	
Наименование ячейки	
Провод 35 кВ АС-120/19	
Разъединитель 35 кВ РГ-2.35/10/1000 УХЛ1 Номинальный ток 1000 А Ток термической стойкости (3 сек) 20 кА Ток электродинамической стойкости 50 кА привод главных ножей ПД-14-00 УХЛ1 привод заземляющих ножей ПД-14-01 УХЛ1 Система шин - провод АС-120/19; $I_{ном} = 390$ А Спуски - провод АС-120/19	
Разъединитель 35 кВ РГ-1.35/10/1000 УХЛ1 Номинальный ток 1000 А Ток термической стойкости (3 сек) 20 кА Ток электродинамической стойкости 50 кА привод главных ножей ПД-14-00 УХЛ1 привод заземляющих ножей ПД-14-01 УХЛ1	
Трансформаторы тока 35 кВ ТЛ-ЭК-35 УХЛ1 300/5 А класс точности 0,5S/0,5/10P/10P 20/20/20/20 ВА Кэф. безопасности 5 Ном. пред. кратность 20	
Выключатель вакуумный колонковый 35 кВ ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1 Номинальный ток 1600 А Ток отключения 25 кА Ток термической стойкости (3 сек) 25 кА Ток электродинамической стойкости 64 кА Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (III) УХЛ1	
Встроенный трансформатор тока 35 кВ ТВ-35 400/5 класс точности 10P/10P 30/30 ВА Кэф. безопасности 5 Ном. пред. кратность 20	
Трансформатор силовой ТДНС-16000/35/10 УХЛ1 $U_{н.вн}/U_{н.н} = 36,75/10,5$ кВ РПН на стороне ВН $\pm 4 \times 2,5\%$ Привод РПН Ун/Д-11 Шинный мост 10 кВ Провод 3хАС-150/24; $I_{ном} = 1350$ А	

1 сек. 10 кВ

ПК-10 TCH-1 B-10 Яч. 2 TT-10 Яч. 2 0,5S 10P

ПК-10 TCH-1 B-10 Яч. 3 TT-10 Яч. 3 0,5S 10P

ПК-10 TCH-1 B-10 Т-1 TT-10 Т-1 0,5S 10P

ОПН-10 3Н В-10 ТЧН-1 Яч. 2 Яч. 2 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3

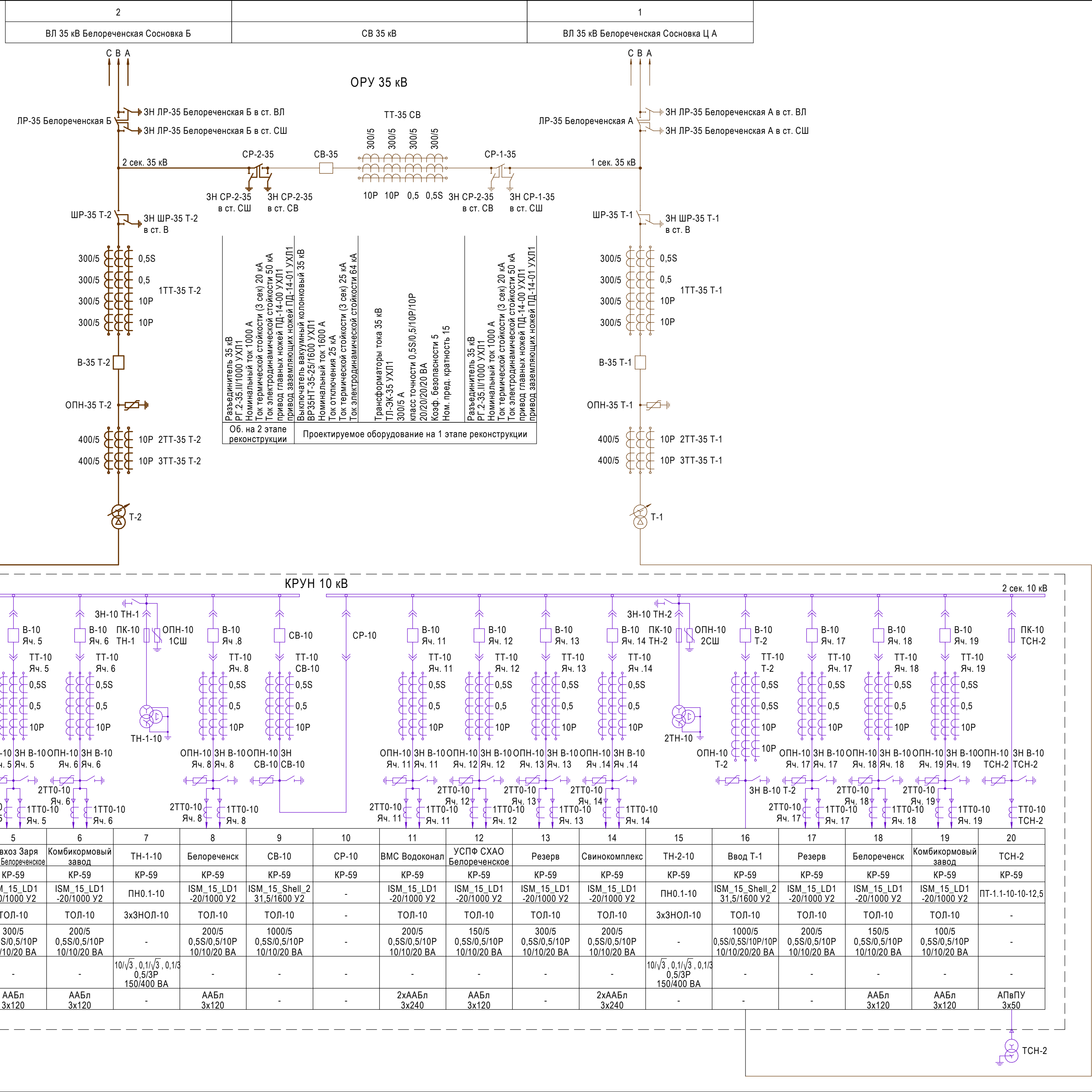
2ТТ0-10 2ТТ0-10 1ТТ0-10 2ТТ0-10 3Н В-10 1ТТ0-10 3Н В-10 3Н В-10

ТТ0-10 ТЧН-1 Яч. 2 Яч. 2 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3 Яч. 3

1	2	3	4	5
ТЧН-1	УСПФ СХАО Белореченское	Свинокомплекс	Ввод Т-2	СХАО
КР-59	КР-59	КР-59	КР-59	КР-59
ПТ-1.1-10-10-12,5	ISM 15 LD1 -20/1000 Y2	ISM 15 LD1 -20/1000 Y2	ISM 15 Shell 2 -31,5/1600 Y2	ISM 15 LD1 -20/1000 Y2
-	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10
-	200/5 0,5S/0,5/10P 10/10/20 ВА	100/5 0,5S/0,5/10P 10/10/20 ВА	1000/5 0,5S/0,5S/10P/10P 10/10/20/20 ВА	0,5S/0,5S/10P/10P 10/10/20/20 ВА
-	-	-	-	-
АПвПУ 3х50	ААБл 3х120	2хААБл 3х240	-	-

2 сек. 10 кВ

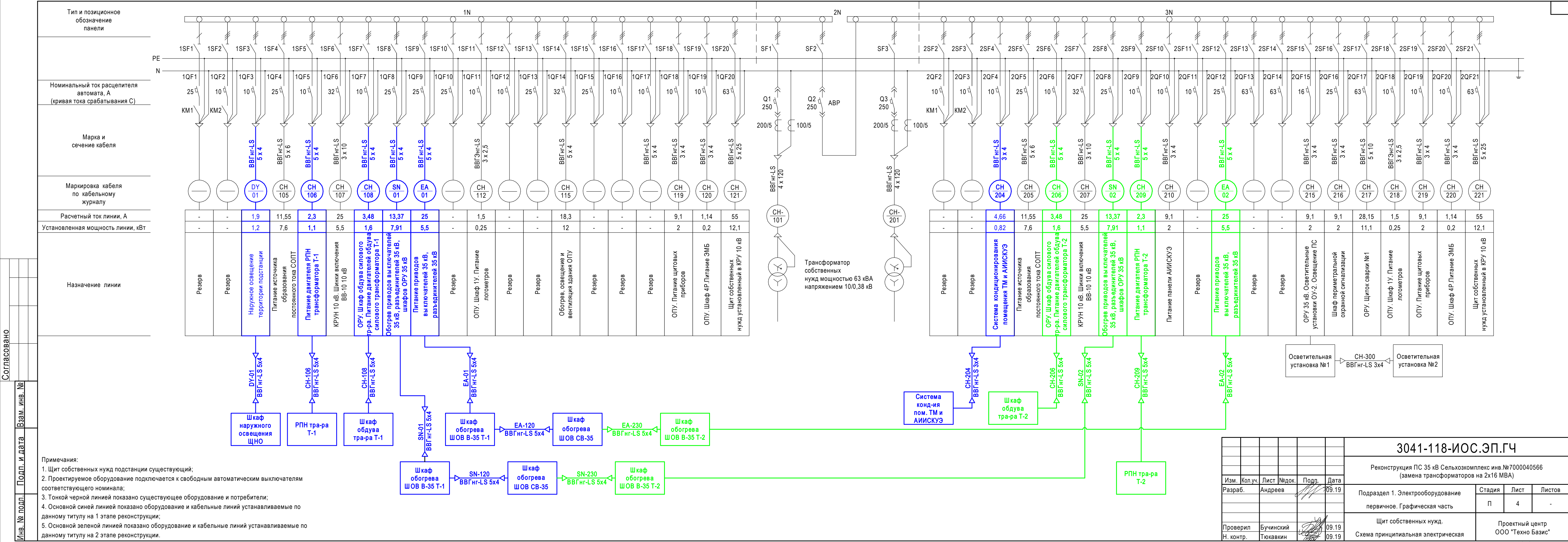
ТЧН-1






Примечание:

1. Главная электрическая схема данных филиала ОАО "ИЭС"
2. Расчетные значения токов
3. Основной сплошной линии титулу на 2 этапе реконструкции
4. Тонкой сплошной линии реконструкции и по титулу 2
5. Трансформаторы собственного
6. На 1 этапе реконструкции ячейки силового трансформатора выключателя (кроме СР-2-3) силового трансформатора Т

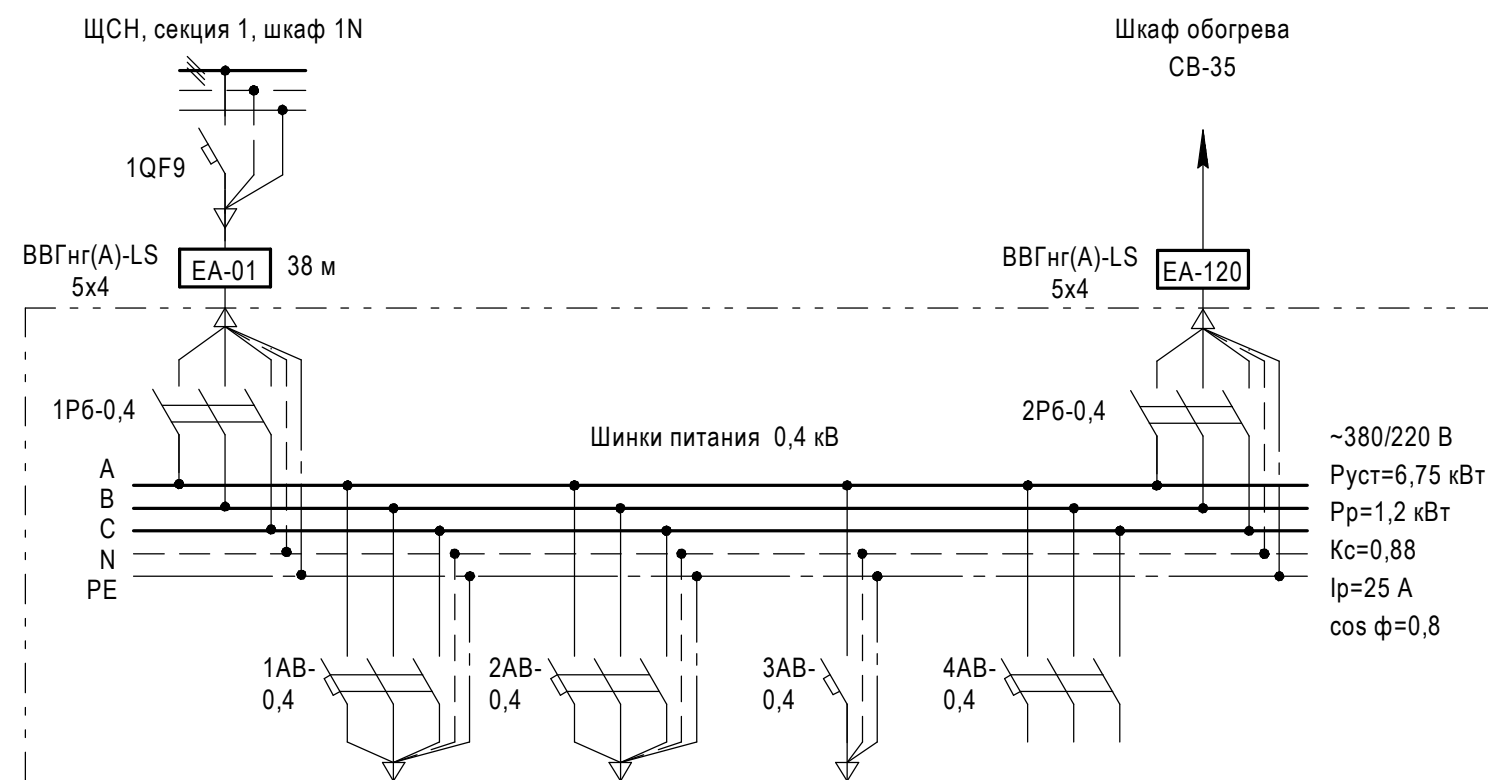
[illegible]

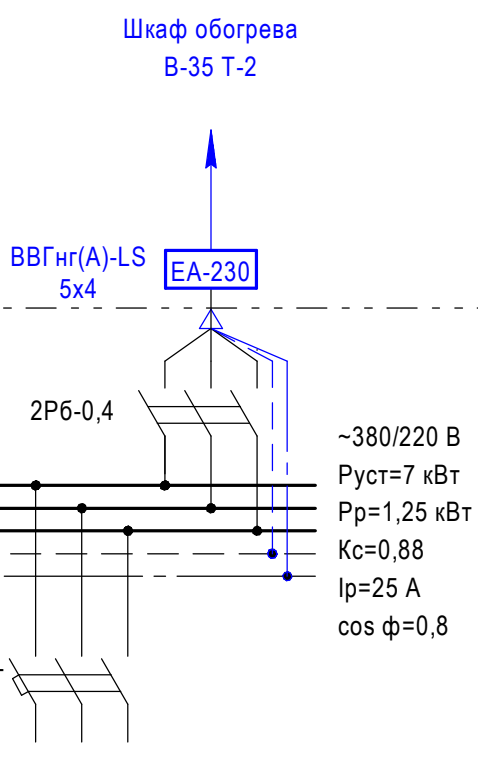


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ					
						Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Подраздел 1. Электрооборудование  первичное. Графическая часть			Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Андреев			09.19				П	5	-
Проверил		Бучинский			09.19	Щит постоянного тока.  Схема принципиальная электрическая			Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н. контр.		Тюкавкин			09.19						

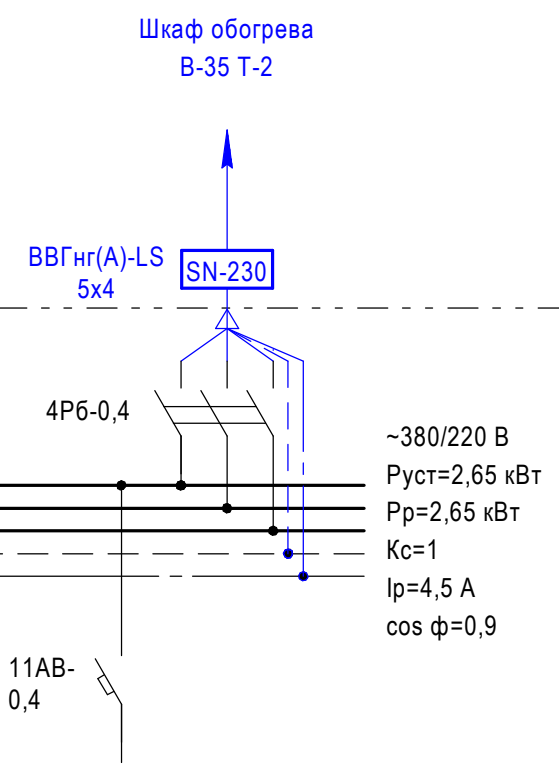






The diagram illustrates a two-story electrical distribution system. It features two vertical busbar risers. The left riser consists of busbars EA-0211 and EA-0212, while the right riser consists of busbars EA-0221 and EA-0222. Between these busbars are two identical tables of equipment, one for each floor. Each table contains a 0,25 A circuit breaker and a ground fault circuit interrupter (GFCI) for the respective floor. Arrows indicate the power flow from the busbars through the equipment to the floor distribution boxes.

Этаж	Левый щит (EA-0211, EA-0212)	Правый щит (EA-0221, EA-0222)
2-й этаж	<p>0,25</p> <p>Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-1-35 в ст. СШ</p>	<p>0,25</p> <p>Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-2-35 в ст. СВ</p>
1-й этаж	<p>0,25</p> <p>Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-2-35 в ст. СВ</p>	<p>0,25</p> <p>Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-2-35 в ст. СШ</p>






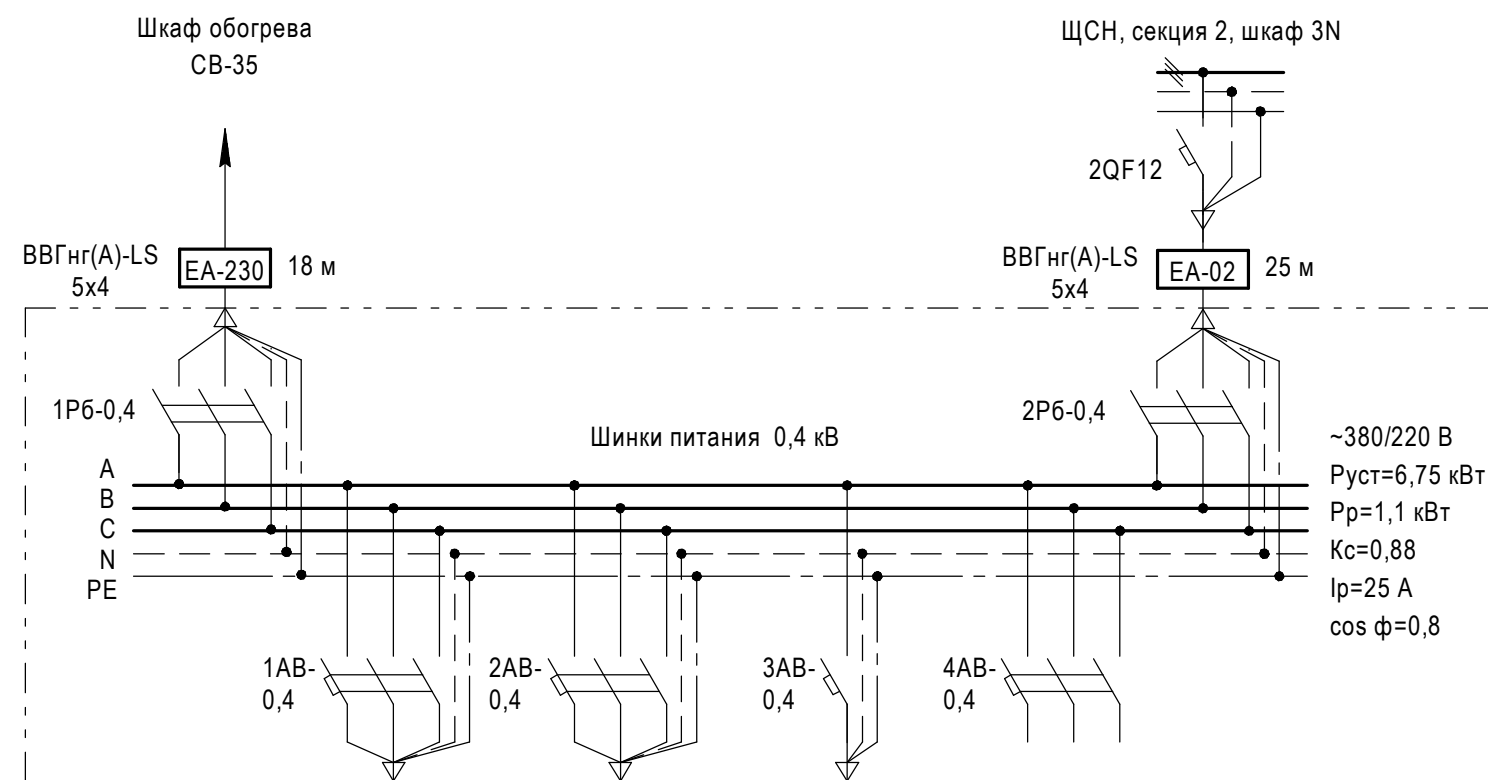
The diagram illustrates the electrical connection of two sets of control units (BU) to a power source. The left set consists of two units, SN-0211 and SN-0212, connected in series to a 0,225V source. The right set consists of two units, SN-0241 and SN-0242, connected in parallel to a 0,2V source. Both sets are connected to a common power source via a 3x2,5 cable with a length of 3m.

0,225	0,225
Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-1-35 в ст. СШ	Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-2-35 в ст. СВ
0,225	0,225
Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-2-35 в ст. СВ	Привод заземл. ножей разъединителя ПР ЗН СР-2-35 в ст. СШ

0,2	0,2
Блок управления разъединителем БУ ПР СР-1-35	Блок управления разъединителем БУ ПР СР-2-35

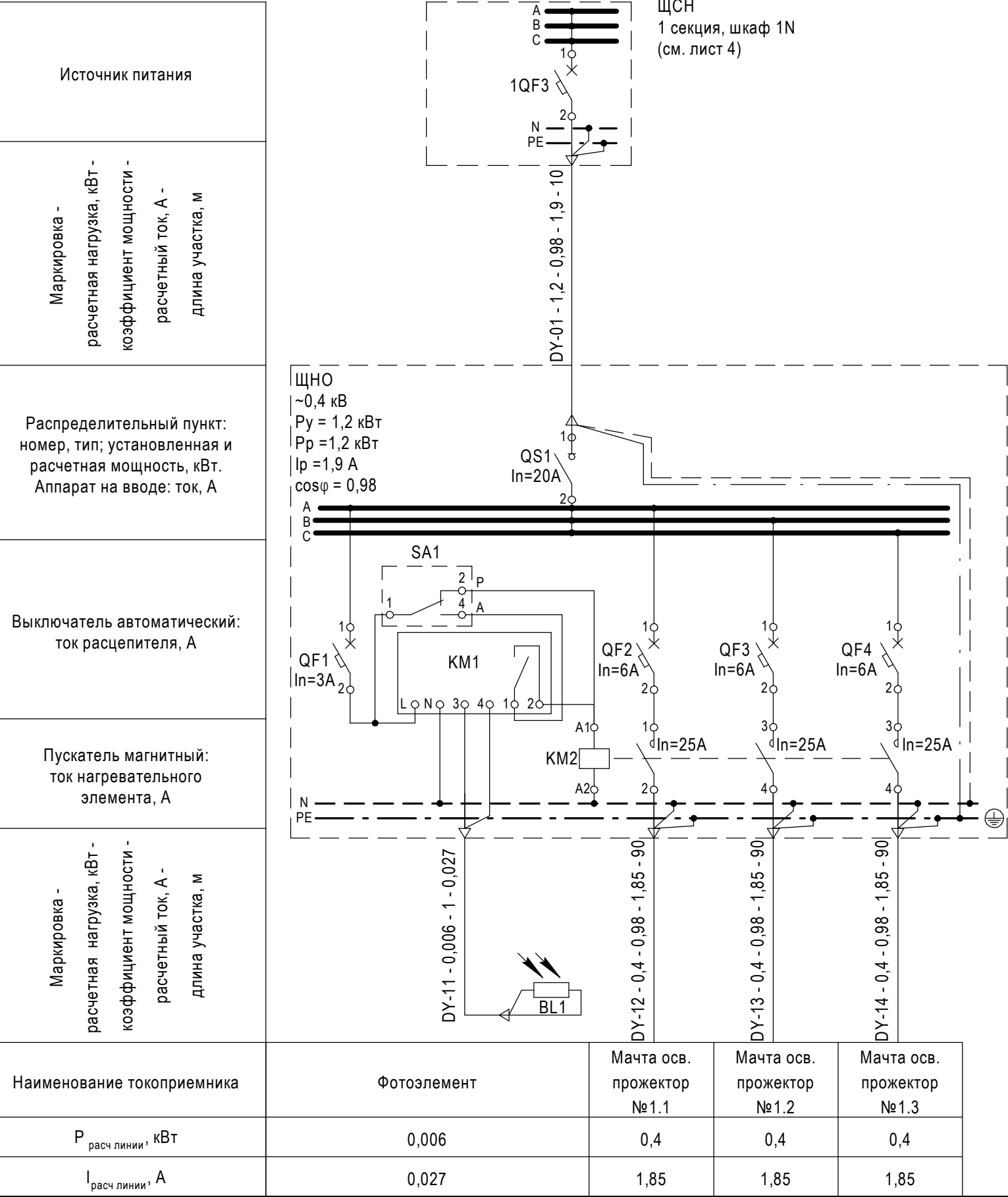
1. Черным цветом показано оборудование и кабельные линии, устанавливаемые по данному титулу на 1 этапе реконструкции.
2. Синим цветом показано оборудование и кабельные линии, устанавливаемые по данному титулу на 2 этапе реконструкции.

						3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Андреев			09.19		П	6.2	3
Проверил		Бучинский			09.19	Шкафы обогрева. Схема принципиальная электрическая	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н. контр.		Тюкавкин			09.19				

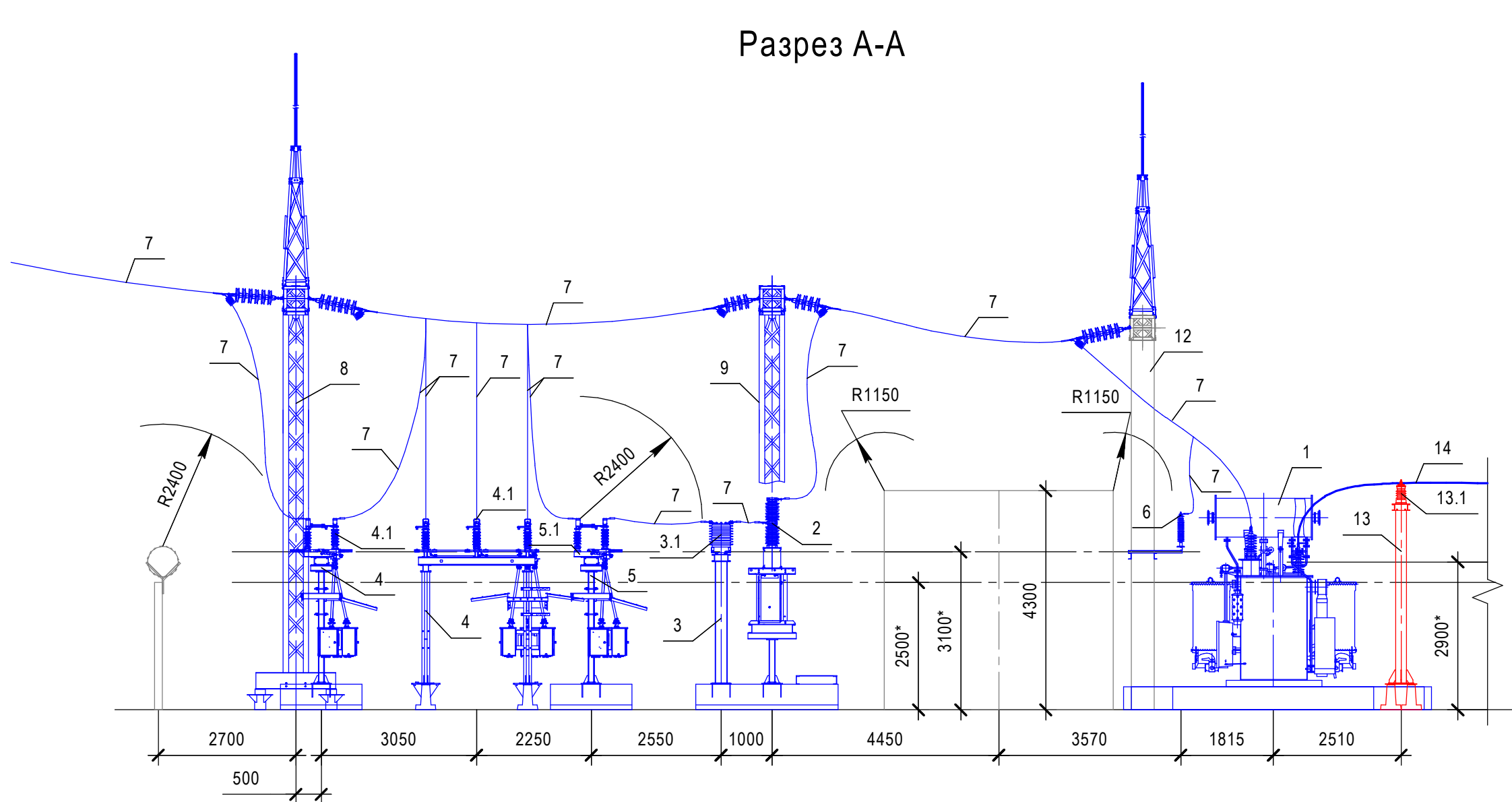
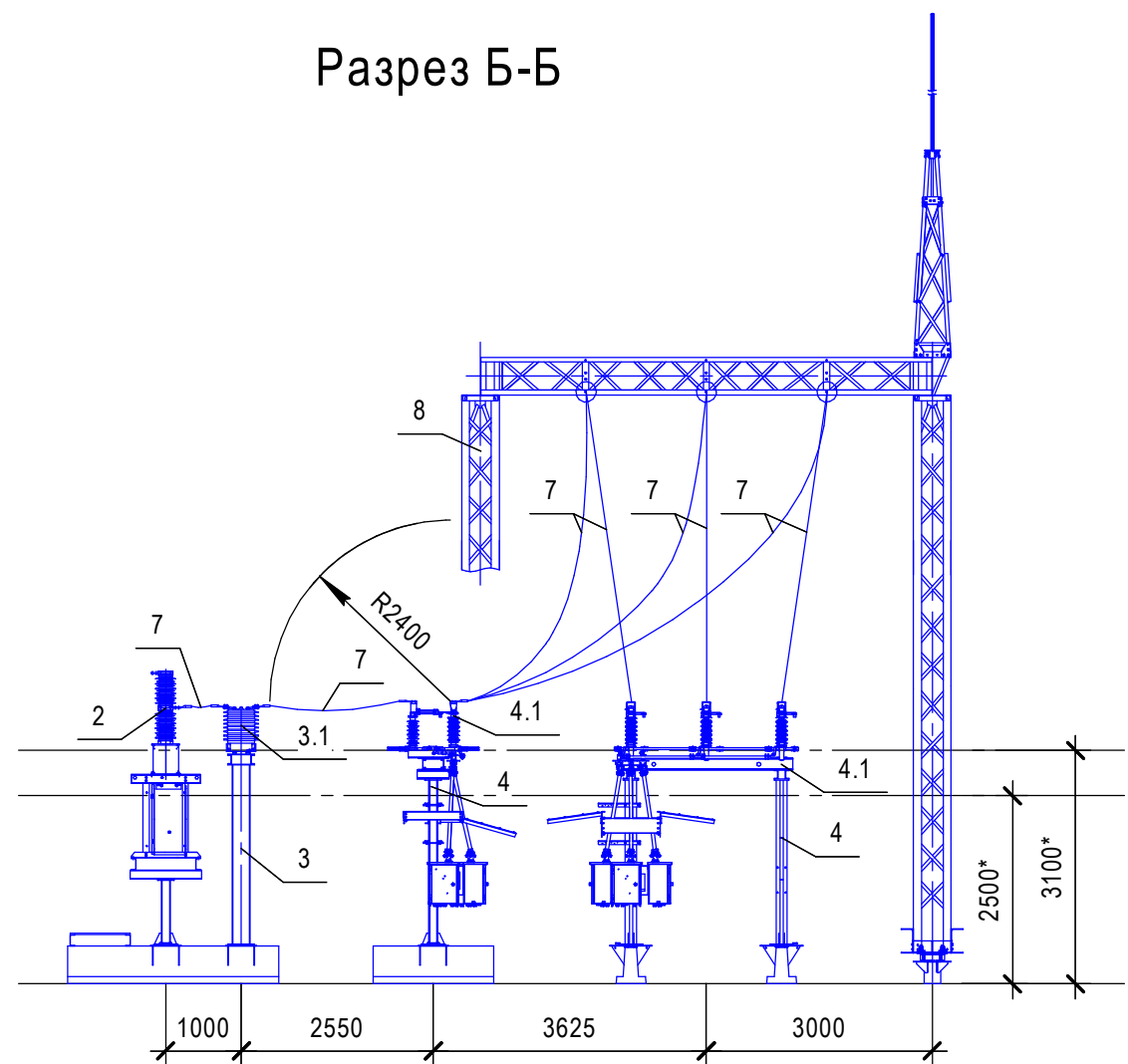
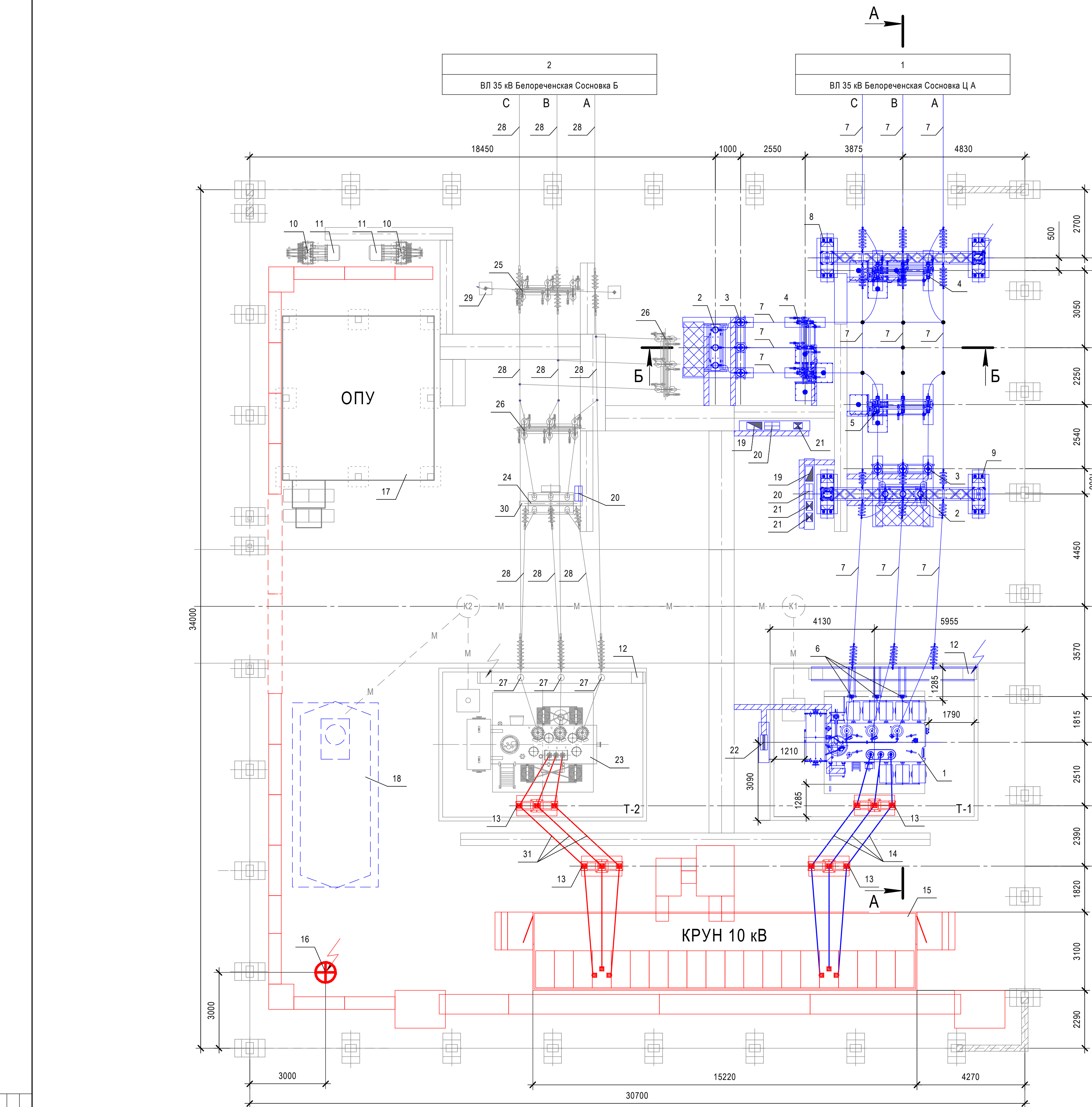


Примечания:

1. Наружное освещение устанавливается на 1 этапе реконструкции;  
2. При освещенности ниже установленного порога - 20 лк, контакт 1-3 в выключателе КМ1 замыкается, подается питание на цепь управления контактора КМ2 и происходит замыкание его силовых контактов.







Спецификация (начало)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
1		Трансформатор силовой 35 кВ ТДНС-16000/35/10 УХЛ1	1	31300	1 этап
2		Выключатель вакуумный 35 кВ ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1	2	690	1 этап
3		Блок ТТ-35 кВ в составе:	2	365	1 этап
3.1		Трансформатор тока 35 кВ ТЛ-ЭК-35 УХЛ1	3	215	-
4		Блок РГ1-35 кВ в составе:	2	280	1 этап
4.1		Разъединитель 35 кВ РГ.2-35.III/1000 УХЛ1	1	161,7	-
5		Блок РГ2-35 кВ в составе:	1	280	1 этап
5.1		Разъединитель 35 кВ РГ.16-35.III/1000 УХЛ1	1	161,7	-
6		Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (III) УХЛ1	3	8,2	1 этап
7		Гибкая ошиновка 35 кВ, провод сталеалюминевый неизолированный АС-120/19, м	-	0,471	1 этап
8		Портал решетчатый однопролетный 35 кВ с молниеотводом	1	1580	1 этап
9		Портал решетчатый однопролетный 35 кВ	1	1280	1 этап
10		Трансформатор собственных нужд ТМГ-63/10/0,4 УХЛ1	2	386	сущ.
11		Шкаф с шинной сборкой 0,4 кВ	2	60	сущ.
12		Портал ж/б однопролетный 35 кВ с молниеотводом	2	-	сущ.
13		Блок ШО-10 в составе:	2	250,3	см. п. п. 5
13.1		Опорный изолятор 35 кВ	3	19	-
14		ИОСПК 10-35/190-III УХЛ1			
15		Гибкая ошиновка 10 кВ, провод сталеалюминевый неизолированный	-	0,599	см. п. п. 6
16		3хАС-150/24, м			
17		Распределительное устройство 10 кВ	1		см. п. п. 5
18		в составе: КРУН 10 кВ - 1 компл.			-
19		Пржекторная мачта с площадкой обслуживания ПМЖ-22,8	1		см. п. п. 5
20		Блочно-модульное здание ОПУ с молниеотводом	1		сущ.
21		Маслосборник емк. 40 м³	1	-	1 этап
22		Шкаф обогрева выключателя ШОВ-1	2	52	1 этап
23		Шкаф зажимов трансформаторов тока и выключателя	3	54	сущ.
24		Выносной блок управления	3	10	1 этап
25		Шкаф зажимов силовых трансформаторов	1	50	1 этап

Спецификация (окончание)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
23		Трансформатор силовой 35 кВ SFZ-10000/35/10 УХЛ1	1	-	сущ.
24		Выключатель масляный баковый 35 кВ ВТ-35/630-10Б У1	1	-	сущ.
25		Разъединитель 35 кВ СОНК-7-10-2/630	1	-	сущ.
26		Разъединитель 35 кВ СОНК-7-10-1/630	2	-	сущ.
27		Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-А-35/40,5-10/650(II) УХЛ1	3	-	сущ.
28		Гибкая ошиновка 35 кВ, провод сталеалюминевый неизолированный АС-120/19, м	-	0,471	сущ.
29		Портал решетчатый однопролетный 35 кВ с молниеотводом	1	-	сущ.
30		Портал металлический однопролетный 35 кВ	1	-	сущ.
31		Гибкая ошиновка 10 кВ, провод сталеалюминевый неизолированный 2хАС-150/24, м	-	0,599	см. п. п. 5

Условные обозначения (начало):

Обозначение	Наименование
	Наземный ж/б кабельный лоток для кабелей 10 кВ, 0,4 кВ
	Лоток металлический для кабелей 0,4 кВ
	Колодец
	Маслоотводная система
	Молниеотвод

Условные обозначения (продолжение):

Обозначение	Наименование
	Шкаф обогрева ШОВ-1
	Шкаф зажимов трансформаторов и выключателя
	Выносной блок управления разъединителем
	Шкаф зажимов силового трансформатора
	Двигательный привод разъединителя 35 кВ

Примечания:  
1. Служки к оборудованию и внутрирайонные связи ОПУ 35 кВ выполнены проводом АС 120/19.  
2. \* - допустимые расстояния до токоведущих частей даны согласно ПУЭ табл. 4.2.5.  
3. Синим цветом показано оборудование и строительные конструкции, устанавливаемые по данному титулу на 1 этапе реконструкции.  
4. Серым цветом показано существующее оборудование и строительные конструкции.  
5. Красным цветом показано оборудование и строительные конструкции, устанавливаемые по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой".  
6. Проектом предусматривается добавление в шинный мост 10 кВ дополнительного провода АС-150/24 в фазу для обеспечения пропускной способности при установке трансформатора мощностью 16 МВА.

3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ

Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566  
(замена трансформаторов на 2х16 МВА)

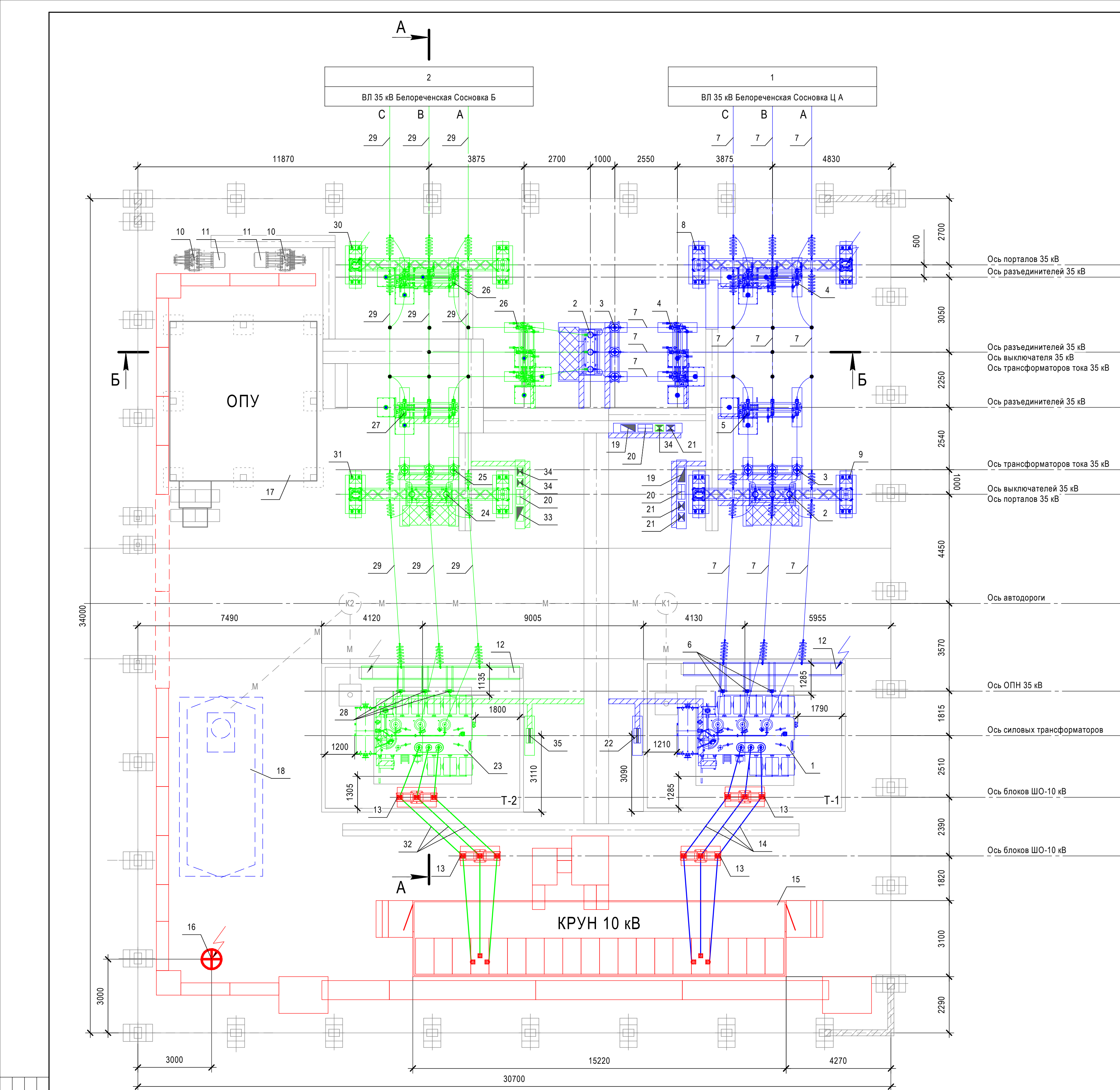
Подраздел 1. Электрооборудование  
первичное. Графическая часть

План подстанции. Вид:  
1 этап реконструкции  
(М1:100)

Проектный центр  
ООО "Техно Базис"

Формат А7





- Примечания:
- Спуски к оборудованию и внутрирайонные связи ОРУ 35 кВ выполнены проводом АС 120/19.
  - \* - допустимые расстояния до токоведущих частей даны согласно ПУЭ табл. 4.2.5.
  - Синим цветом показано оборудование и строительные конструкции, устанавливаемые по данному титулу на 1 этапе реконструкции.
  - Зеленым цветом показано оборудование и строительные конструкции, устанавливаемые по данному титулу на 2 этапе реконструкции.
  - Серым цветом показано существующее оборудование и строительные конструкции.
  - Красным цветом показано оборудование и строительные конструкции, устанавливаемые по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой".
  - Проектом предусматривается добавление в шинный мост 10 кВ дополнительного провода АС-150/24 в фазу для обеспечения пропускной способности при установке трансформатора мощностью 16 МВА.

Условные обозначения:

Обозначение	Наименование
	Наземный ж/б кабельный лоток для кабелей 10 кВ, 0,4 кВ
	Лоток металлический для кабелей 0,4 кВ
	Колодец
	Маслоотводная система
	Молниеотвод
	Шкаф обогрева ШОВ-1
	Шкаф жкзимов трансформаторов и выключателя
	Выносной блок управления разъединителем
	Шкаф жкзимов силового трансформатора
	Двигательный привод разъединителя 35 кВ

Спецификация (окончание)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
1		Трансформатор силовой 35 кВ	1	31300	2 этап
2		ТДНС-16000/35/10 УХЛ1			
3		Выключатель вакуумный 35 кВ	1	690	2 этап
3.1		Блок Тт-35 кВ в составе:	1	365	2 этап
3.1		Трансформатор тока 35 кВ	3	215	-
4		ТЛ-ЭК-35 УХЛ1			
4.1		Блок РГ1-35 кВ в составе:	2	280	2 этап
5		Разъединитель 35 кВ РГ.2-35.III/1000 УХЛ1	1	161,7	15.1
5.1		Блок РГ2-35 кВ в составе:	1	280	2 этап
6		Разъединитель 35 кВ РГ.16-35.III/1000 УХЛ1	1	161,7	-
7		Ограничитель перенапряжений 35 кВ	3	8,2	2 этап
8		ОПН-35/40,5-10/650 (III) УХЛ1			
9		Гибкая ошиновка 35 кВ, провод	-	0,471	2 этап
10		сталеалюминевый неизолированный			
11		АС-120/19, м			
12		Портал решетчатый однопролетный 35 кВ	1	1580	2 этап
13		с молниеотводом			
14		Портал решетчатый однопролетный 35 кВ	1	1280	2 этап
15		Гибкая ошиновка 10 кВ, провод	-	0,599	см. п. п. 7
16		обслуживания ПМЖ-22,8			
17		Блочно-модульное здание ОПУ	1		сущ.
18		Маслосборник емк. 40 м <sup>3</sup>	1	-	1 этап
19		Шкаф обогрева выключателя ШОВ-1	2	52	1 этап
20		Шкаф жкзимов трансформаторов тока и	3	54	сущ.
21		выключателя			
22		Выносной блок управления	3	10	1 этап
23		разъединителем			
24		Шкаф жкзимов силовых трансформаторов	1	50	1 этап
25		3хАС-150/24, м			
26		1			
27		2			
28		3			
29		4			
30		5			
31		6			
32		7			
33		8			
34		9			
35		10			

3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ

Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566  
(замена трансформаторов на 2х16 МВА)

Изм. Кол.ч. Лист №док. Подп. Дата

1 - Зам. 10-19

Разраб. Андреев 09.19

Проверил Бучинский 09.19

Н. контр. Тюкавкин 09.19

Подраздел 1. Электрооборудование

первичное. Графическая часть

П

9

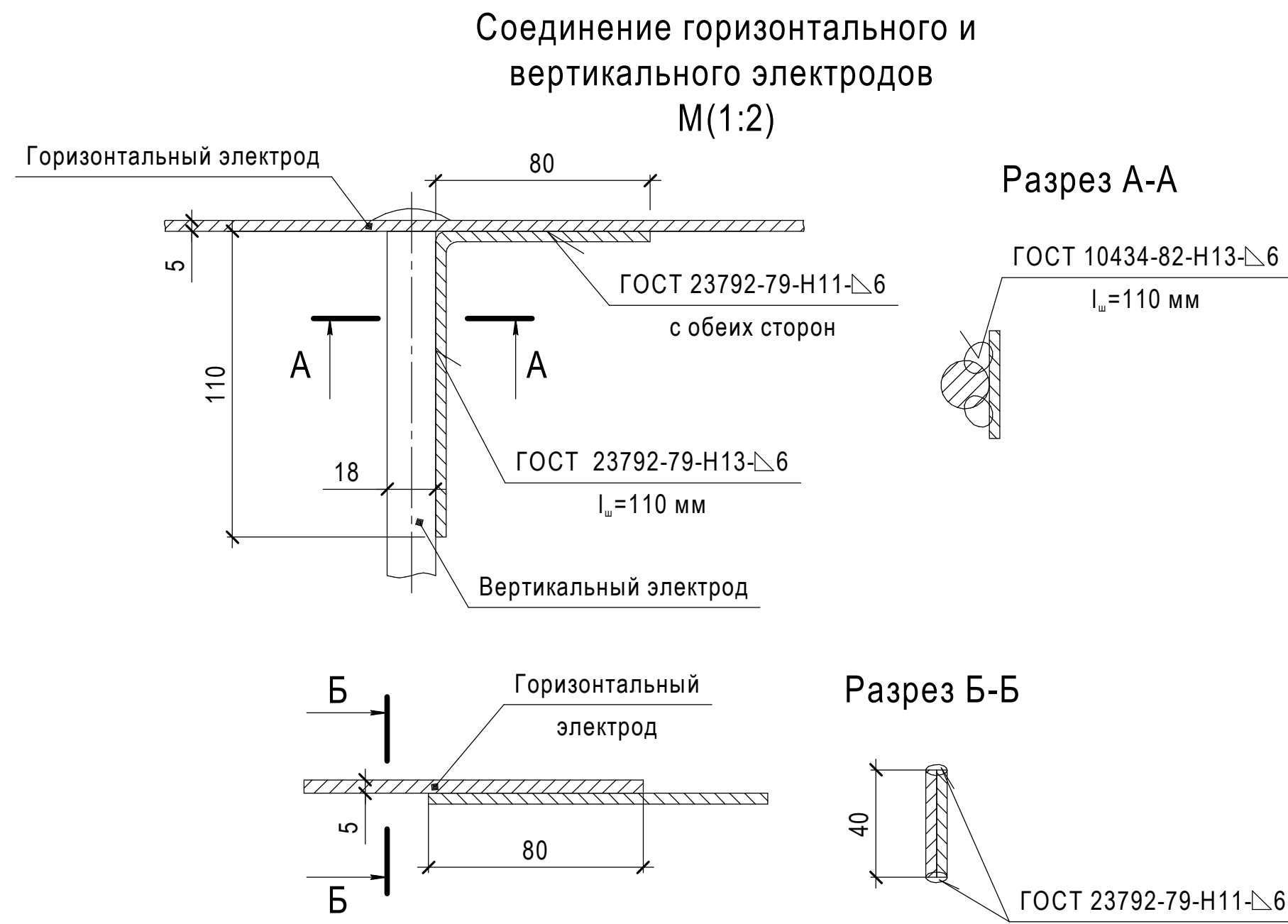
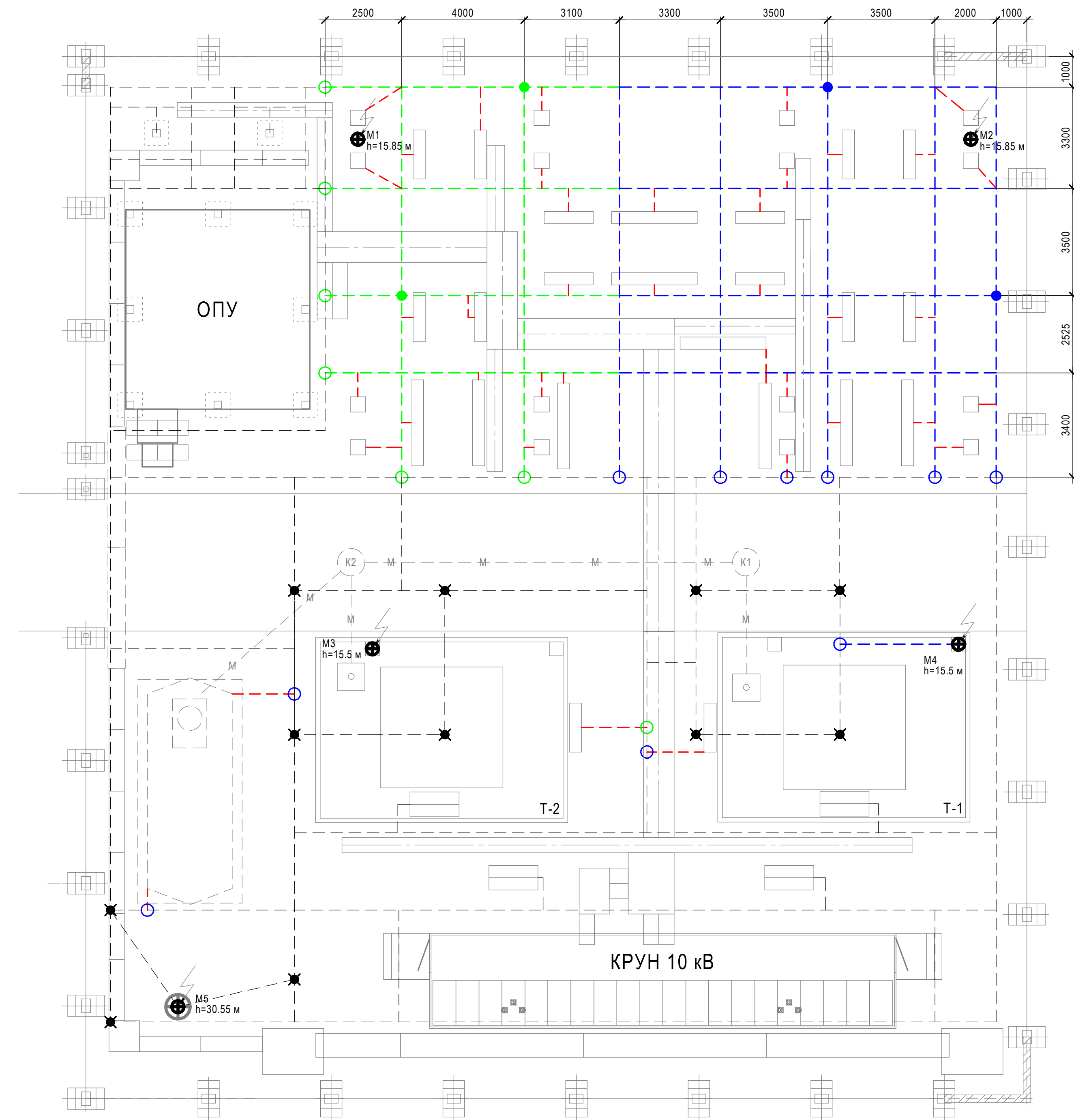
-

План подстанции. Вид. 2 этап реконструкции (М1:100)

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А7













Объем работ по заземлению оборудования ПС				
№ п/п	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
1 этап реконструкции ПС				
1	Выемка грунта под горизонтальный заземлитель	м/м <sup>3</sup>	140/49	-
2	Обратная засыпка траншеи под горизонтальный заземлитель (местным грунтом)	м/м <sup>3</sup>	140/47,5	-
3	Полоса стальная 40х5	м	140	в траншее
4	Полоса стальная 40х5	м	45	по м/к
5	Стержень стальной D=18 мм, L=5 м	шт.	2	-
6	Провод медный ПУГВнг(A)-LS 1х25	м	66	по м/к
7	Провод медный ПУГВнг(A)-LS 1х6	м	4	по м/к
8	Наконечник кабельный d=12 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>	шт.	26	-
9	Наконечник кабельный d=10 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>	шт.	46	-
10	Наконечник кабельный d=8 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>	шт.	62	-
11	Наконечник кабельный d=8 мм, сеч. 6 мм <sup>2</sup>	шт.	8	-
2 этап реконструкции ПС				
1	Выемка грунта под горизонтальный заземлитель	м/м <sup>3</sup>	110/38,5	-
2	Обратная засыпка траншеи под горизонтальный заземлитель (местным грунтом)	м/м <sup>3</sup>	110/37,3	-
3	Полоса стальная 40х5	м	110	в траншее
4	Полоса стальная 40х5	м	20	по м/к
5	Стержень стальной D=18 мм, L=5 м	шт.	2	-
6	Провод медный ПУГВнг(A)-LS 1х25	м	43	по м/к
7	Наконечник кабельный d=12 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>	шт.	16	-
8	Наконечник кабельный d=10 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>	шт.	22	-
9	Наконечник кабельный d=8 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>	шт.	46	-

Тип оборудования	Место заземления	Наконечник		Провод		Кол.
		Тип	Кол-во, шт.	Тип	Кол-во, м.	
Разъединитель 35 кВ с 2-мя з.н.	Привод разъединителя	D=10 мм	6	ПугВнr(A)-LS 1x25	3	4
	Полюс разъединителя	D=10 мм	6	ПугВнr(A)-LS 1x25	3	
Разъединитель 35 кВ со 1-м з.н.	Привод разъединителя	D=10 мм	4	ПугВнr(A)-LS 1x25	2	2
	Полюс разъединителя	D=10 мм	6	ПугВнr(A)-LS 1x25	3	
Трансформатор тока 35 кВ	Основаие трансформатора тока 35 кВ	D=12 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	9
Выключатель 35 кВ	Шкаф привода	D=12 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	3
	Рама выключателя	D=12 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	
Шафы ОРУ	Выносной блок управления разъединителем	D=12 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	6
	Шкаф обогрева выключателя ШОВ-1	D=8 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	3
	Шкаф зажимов ТТ и выключателя	D=8 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	3
	Шкаф зажимов силовых трансформаторов	D=8 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	2
Силовой трансформатор	Шкаф привода РПН	D=8 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	2
	Шкаф дутья	D=8 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	2
	Коробка клеммная	D=8 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	2
	Бак трансформатора	-	-	Полоса 40x5	-	2
ОПН-35 кВ	Болт заземления ОПН-35 кВ	-	-	Полоса 40x5	-	6
Маслосборник	Маслосборник	-	-	Полоса 40x5	-	2
Металлический поток	Концы трассы металлических лотов	D=8 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x25	1	40
Проектируемы порталы 35 кВ	Траверы проектируемых порталов 35 кВ	-	-	Полоса 40x5	8	4
	Молниевотводы проектируемых порталов 35 кВ	-	-	Полоса 40x5	8	2
Оборудование наружного освещения	Проектор	D=5 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x6	1	3
	Шкаф наружного освещения	D=5 мм	2	ПугВнr(A)-LS 1x6	1	1

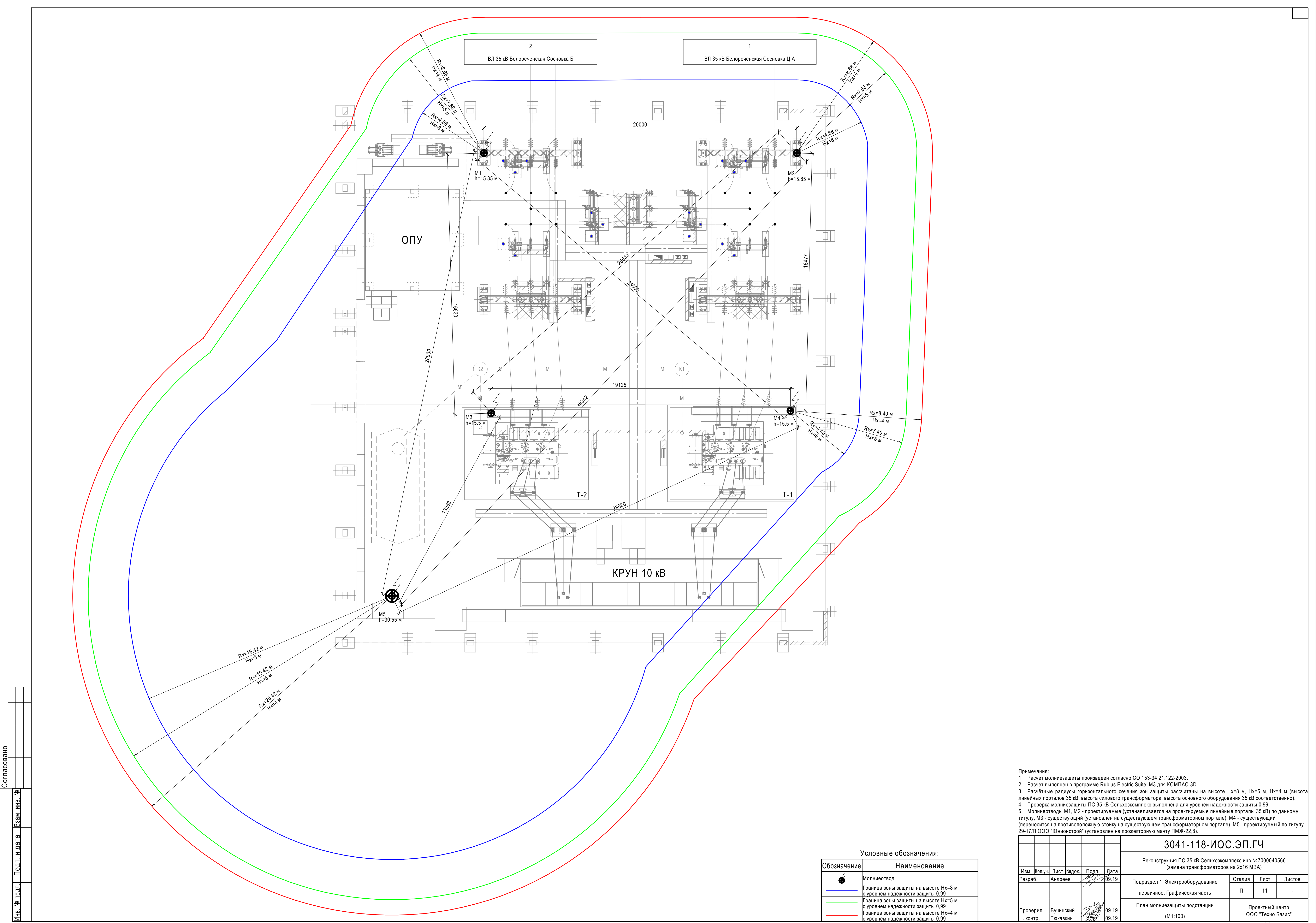
1. Соприкослежение заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 4 Ом (п. 1.7.101 ПУЭ);
2. Работы по монтажу контура заземления выполняются одновременно со строительными по нулевому циклу;
3. Проектируемый горизонтальный заземлитель проложить на глубине равной 0,7 м, и на расстоянии 0,8-1 м от фундаментов;
4. К заземляющему устройству подстанции следует присоединить все естественные заземлители (кроме ограждения), все металлоконструкции и ж/б конструкции под оборудование, контур в земле выполнить полосой 40х5 мм, присоединение металлоконструкций и ж/б конструкций под оборудование к заземляющему устройству ПС выполнить полосой 40х5 мм;
5. Проектируемый контур заземления присоединить к существующему контуру заземления, соединения элементов заземляющего устройства выполнять сваркой в нахлестку (см. на чертеже узлы соединения горизонтального и вертикального электродов). Сварные швы, расположенные в земле, покрыть битумным лаком. Каждое сварное соединение должно выполняться не менее чем двумя сварными швами (с двух сторон проводника) длиной равной двойной ширине при прямоугольном сечении полосы заземления (80 мм);
6. После завершения работ по монтажу заземления выполняется засыпка поверхности земли подстанции высокотонким покрытием толщиной 0,2 м, составляет акт на скрытые работы;
7. Бака силового трансформатора, маслясборник, траверсы проектируемых порталов, заземлить с помощью стальной полосы 40х5, тип соединения - сварка, см. ведомость на чертеже.
8. Заземление ОПН 35 кВ выполняется отдельным спуском и м отдельной стальной полосы портала.
9. Все силовое оборудование присоединить к контуру заземления гибкими медными проводниками ПуВнг(А)-LS 125 мм<sup>2</sup>;
10. Болтовые соединения металлоконструкций под оборудованием проварить с одной стороны;
11. Молниезащиты заземлить отдельными спусками до контура заземления (М1, М2, М4);
12. Открыто проложенную по конструкциям полосу заземления (спуски к ПС) окрасить эмалью черного цвета в два слоя;
13. Концы трасс подвесных металлических кабельных лотков присоединить к заземленной металлоконструкции при помощи провода ПуВнг(А)-LS 125 мм<sup>2</sup> и наконечников. Секции кабельных лотков соединяются при помощи специальных пластин для заземления, образуя единый контур. Пластины для заземления секций входят в комплект поставки с подвесными металлическими лотками;
14. После завершения работ по монтажу заземления составляется акт на скрытые работы;
15. Траншею под прокладку ЗУ выполнить без применения механизации, в целях исключения повреждения существующего заземлителя;
16. После строительно-монтажных работ должно быть проведено обследование ЗМО на территории подстанции специализированной организацией.

Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Горизонтальный электрод,	315	1,57	-
		сталь 40х5 мм, м			
2	ГОСТ 2590-2006	Вертикальный электрод,	4	9,99	-
		сталь D=18 мм, L=5000 мм			
3	ГОСТ 6323-79	Провод медный ПУГВнг(А)-LS 1х25, м	109	0,28	-
4	ГОСТ 6323-79	Провод медный ПУГВнг(А)-LS 1х6, м	4	0,07	-
5	Код 2F12	Наконечник кабельный	42	-	-
		d=12 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>			
6	Код 2F10	Наконечник кабельный	68	-	-
		d=10 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>			
7	Код 2F8	Наконечник кабельный	108	-	-
		d=8 мм, сеч. 25 мм <sup>2</sup>			
8	Код 2СТ5	Наконечник кабельный	8	-	-
		d=5 мм, сеч. 6 мм <sup>2</sup>			

						3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ				
						Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)				
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Андреев			09.19		П	10	-	
Проверил Н. контр.		Бучинский Тюкавкин			09.19 09.19	План заземления подстанции (М1-100)	Проектный центр ООО "Техно Базис"			

Условные обозначения:	
Обозначение	Наименование
	Молниевод
	Проектируемый контур заземляющего устройства ПС - горизонтальный электрод, сталь 40х5 мм - 1 этап реконструкции
	Проектируемый контур заземляющего устройства ПС - горизонтальный электрод, сталь 40х5 мм - 2 этап реконструкции
	Проектируемые спуски от оборудования и фундаментов к заземляющему устройству ПС, сталь 40х5 мм
	Существующий контур заземляющего устройства ПС - горизонтальный электрод
	Проектируемый вертикальный заземлитель, сталь D=18 мм, L=5 м (1, 2 этап реконструкции)
	Существующий вертикальный заземлитель
	Место присоединения проектируемого контура заземляющего устройства ПС к существующему на 1 и 2 этапа реконструкции.





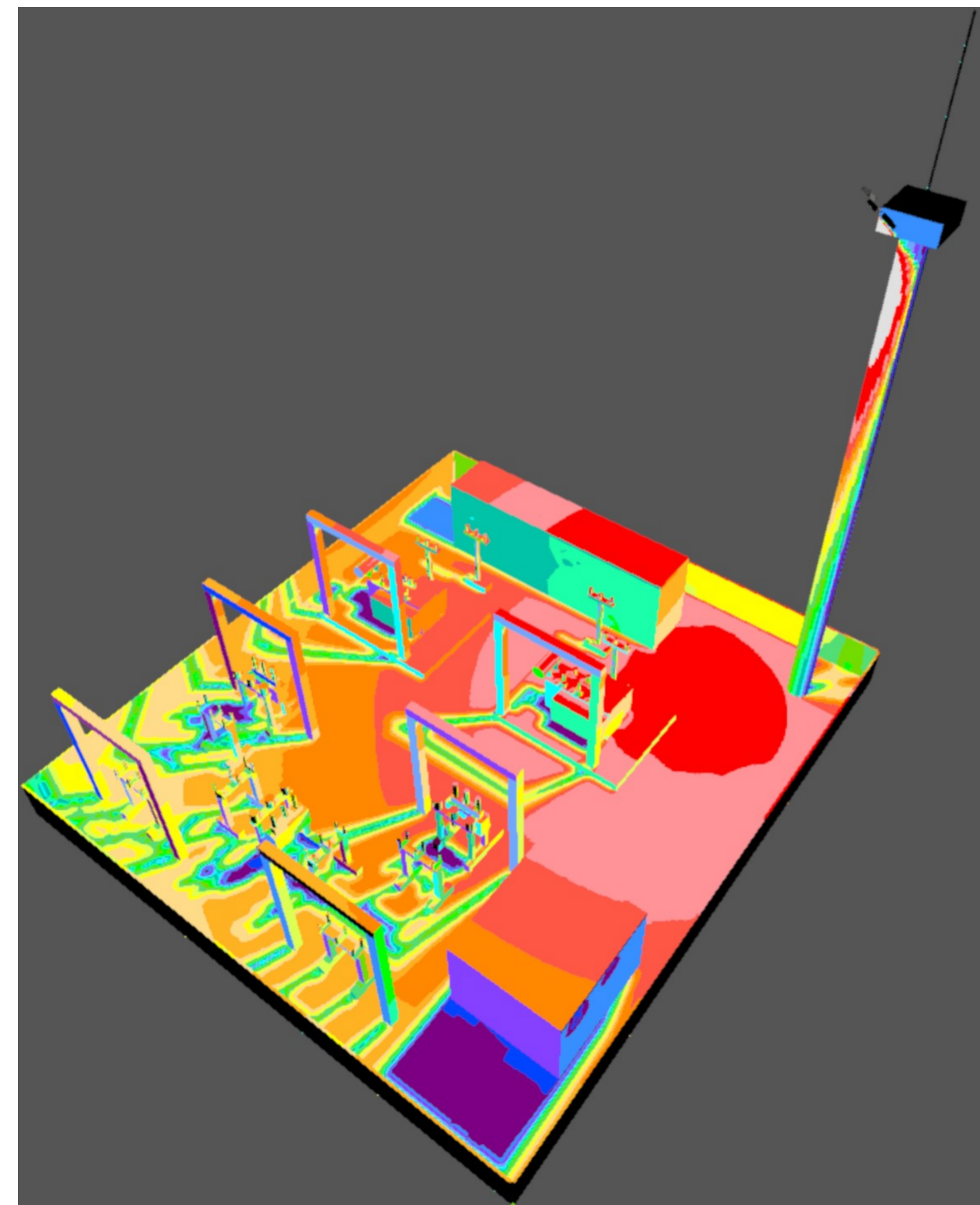
Примечания:  
1. Расчет молниезащиты произведен согласно СО 153-34.21.122-2003.  
2. Расчет выполнен в программе Rubius Electric Suite: M3 для КОМПАС-3D.  
3. Расчетные радиусы горизонтального сечения зон защиты рассчитаны на высоте Hx=8 м, Hx=5 м, Hx=4 м (высота линейных порталов 35 кВ, высота силового трансформатора, высота основного оборудования 35 кВ соответственно).  
4. Проверка молниезащиты ПС 35 кВ Сельхозкомплекс выполнена для уровней надежности защиты 0,99.  
5. Молниеотводы M1, M2 - проектируемые (устанавливается на проектируемые линейные порталы 35 кВ) по данному титулу, M3 - существующий (установлен на существующем трансформаторном портале), M4 - существующий (переносится на противоположную стойку на существующем трансформаторном портале), M5 - проектируемый по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой" (установлен на прожекторную мачту ПМЖ-22,8).

Условные обозначения:	
Обозначение	Наименование
	Молниеотвод
	Граница зоны защиты на высоте Hx=8 м с уровнем надежности защиты 0,99
	Граница зоны защиты на высоте Hx=5 м с уровнем надежности защиты 0,99
	Граница зоны защиты на высоте Hx=4 м с уровнем надежности защиты 0,99

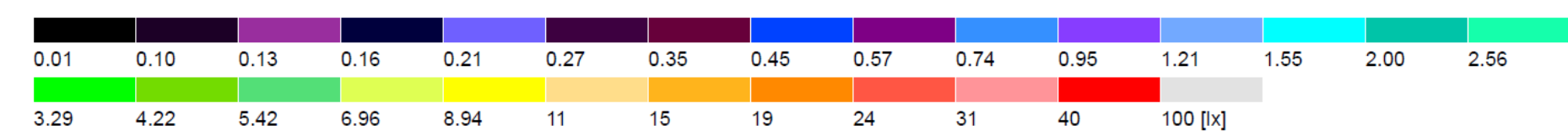
						3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)			
Изм.	Коп.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Андреев			09.19		П	11	-
						План молниезащиты подстанции (М1:100)	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Проверил	Бучинский			09.19					
Н. контр.	Тюкавкин			09.19					



### Диаграмма распределения освещенности на территории подстанции



Условное обозначение - значения освещенностей, лк



Примечания:

1. Наружное освещение подстанции устанавливается на 1 этапе реконструкции;
2. Освещение ПС выполнено светодиодными прожекторами RGL-400-120 (ноз.1);
3. Прожекторы устанавливаются на площадке обслуживания проекторной мачты ПМЖ-22,8 на высоте 22,8 м (мачта освещения устанавливается по типу 29-17/11 ООО "Юнионстрот");
4. Расчет проекторного освещения произведен в программном пакете Dialux. Расчеты проводились при коэффициенте запаса - 1,5. Данный коэффициент учитывает сдвиг светового потока со временем в связи с уменьшением потока лампы в течение срока службы и наружное загрязнение стекла прожектора;
5. Согласно СП 5.2.13330.2016 нормируемая освещенность рабочих мест и поверхностей на открытой части подстанции должна быть: для газозольных реш, указателей масла, разъемных частей разъединителя - 10 Лк (вертикальная); для вводов трансформаторов, вводов выключателей, ОПН, шкафов управления - 5 Лк (вертикальная); проходы между оборудованием - 1 Лк (горизонтальная).
6. При монтаже и опробовании освещения рекомендуется дополнительная регулировка углов наклона прожекторов по местам установки;
7. Кабели от ж/б лотков до мачт проложить в грунте на глубине 0,7 м в стальной трубе на протяжении не менее 10 м (согласно п. 4.2.141 ПУЭ);
8. В месте ввода кабеля в ж/б лоток стальная труба должна быть соединена заземляющим устройством;
9. Подъем кабелей освещения до площадки обслуживания выполнять в стальной трубе. Разводку кабелей до светильников выполнить в металлорукаве.
10. Корпуса прожекторов заменить присоединением медным проводником сечением  $6 \text{ мм}^2$  к заземленным концевым соединительным болтовым.

Ведомость прожекторных мачт с установленными на них осветительными приборами

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
М. осв.	-	Мачта прожекторная высотой до прожекторной площадки 22,8 м с 3-мя прожекторами RGL-400-L120	1	-

### Объем земляных работ

Тип траншеи	Длина траншеи, м	Объем земляных работ, м³		Песчаная подушка из крупнозернистого песка, м³	Примечание
		Рытье траншеи	Обратная засыпка		
Т-4	10,65	4,8	3,2	1,6	т.п. А5-92-1

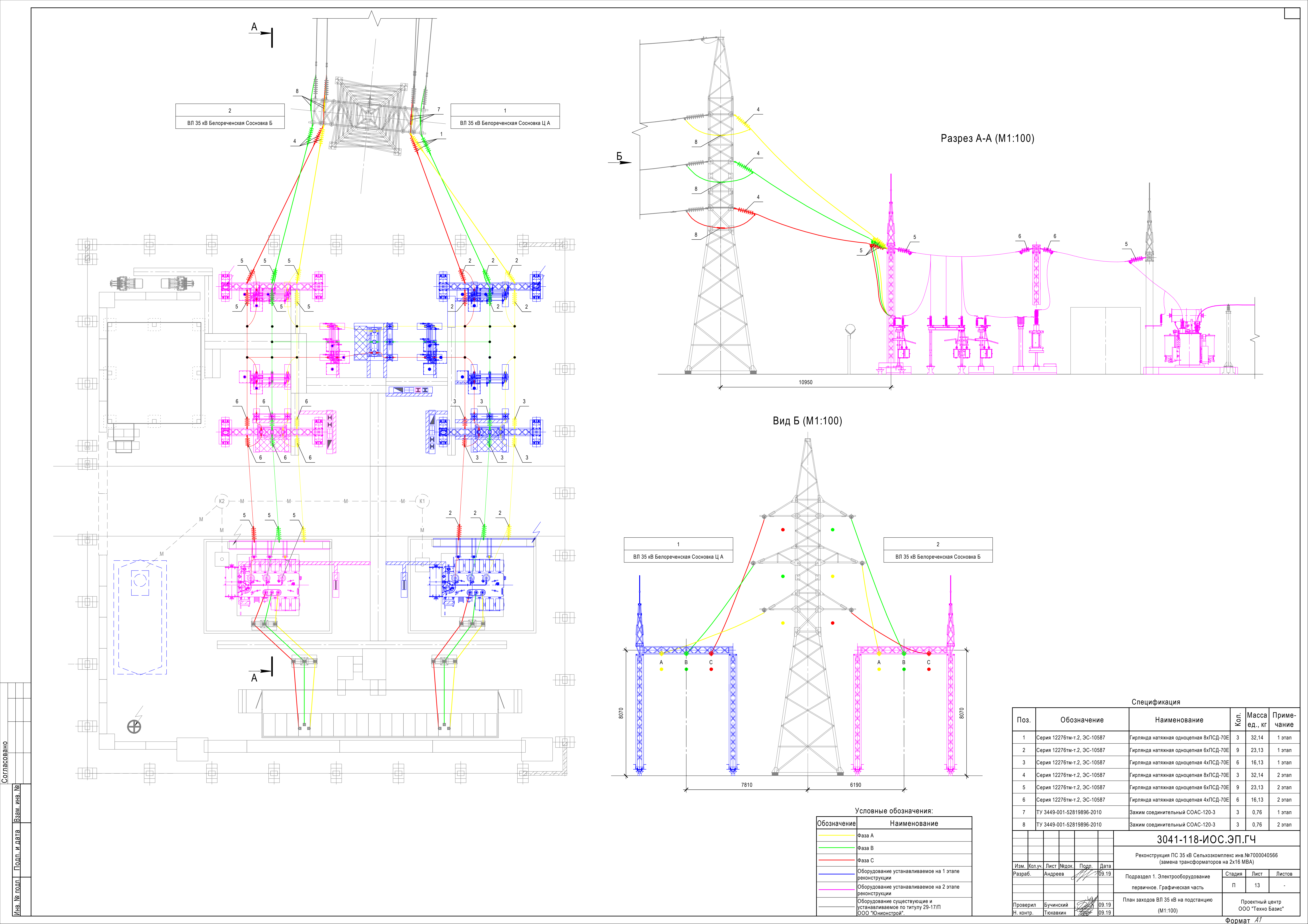
Условные обозначения:

Обозначение	Наименование
	Мачта освещения с молниеотводом
	Оптическая ось светильника
	Угол поворота прожектора в горизонтальной плоскости
1,1 - 400 - 40°	номер прожекторной мачты, номер прожектора на прожекторной мачте - мощность прожектора, Вт -
	угол поворота прожектора в вертикальной плоскости
	прокладка кабеля в грунте в металлической трубе
	прокладка кабеля в ж/б лотке

## Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чение
1		Прожектор RGL-400-L120 с поворотным кронштейном	3	16	-
Изм.	Кол.уз.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Андреев				09.19
Проверил	Бучинский				09.19
Н. контр.	Тюкавкин				09.19





2  
ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Б

1  
ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Ц А

Разрез А-А (М1:100)

Вид Б (М1:100)

1  
ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Ц А

2  
ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Б

Условные обозначения:	
Обозначение	Наименование
—	Фаза А
—	Фаза В
—	Фаза С
—	Оборудование устанавливаемое на 1 этапе реконструкции
—	Оборудование устанавливаемое на 2 этапе реконструкции
—	Оборудование существующие и устанавливаемое по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой".

Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	Серия 12276тм-т.2, ЭС-10587	Гирлянда натяжная одноцепная 8хПСД-70Е	3	32,14	1 этап
2	Серия 12276тм-т.2, ЭС-10587	Гирлянда натяжная одноцепная 6хПСД-70Е	9	23,13	1 этап
3	Серия 12276тм-т.2, ЭС-10587	Гирлянда натяжная одноцепная 4хПСД-70Е	6	16,13	1 этап
4	Серия 12276тм-т.2, ЭС-10587	Гирлянда натяжная одноцепная 8хПСД-70Е	3	32,14	2 этап
5	Серия 12276тм-т.2, ЭС-10587	Гирлянда натяжная одноцепная 6хПСД-70Е	9	23,13	2 этап
6	Серия 12276тм-т.2, ЭС-10587	Гирлянда натяжная одноцепная 4хПСД-70Е	6	16,13	2 этап
7	ТУ 3449-001-52819896-2010	Зажим соединительный СОАС-120-3	3	0,76	1 этап
8	ТУ 3449-001-52819896-2010	Зажим соединительный СОАС-120-3	3	0,76	2 этап

3041-118-ИОС.ЭП.ГЧ					
Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв.№7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)					
Изм.	Коп.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Андреев				09.19
Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть			Стадия	Лист	Листов
			П	13	-
Проверил	Бучинский				09.19
Н. контр.	Тюкавкин				09.19
План заходов ВЛ 35 кВ на подстанцию (М1:100)			Проектный центр ООО "Техно Базис"		

## Расчет токов короткого замыкания

В соответствии с техническим заданием на проектирование по объекту: «Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс инв. №7000040566 (замена трансформаторов 2х16 МВА)» ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» выполняется расчет токов КЗ на шинах объекта проектирования.

Расчет токов КЗ производится на основании рекомендаций «Руководящих указаний по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

### 1. Сопротивление системы на шинах 35 кВ ПС Сельхозкомплекс

Исходные данные для расчета предоставлены ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети».

Максимальный режим:

Максимальный ток КЗ на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Сельхозкомплекс:

$$I_{\text{КЗ МАКС}}^{(3)} = 5022 \text{ А.}$$

Сопротивление системы при расчетном напряжении определяется по выражению:

$$Z_{\text{С.МАКС}} = \frac{U_p}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ МАКС}}^{(3)}}, \text{ Ом,}$$

где  $U_p$  – расчетное напряжение рассматриваемой сети (35000 В).

$$Z_{\text{С.МАКС}} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 5022} = 4,024 \text{ Ом.}$$

Минимальный режим:

Минимальный ток КЗ на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Сельхозкомплекс:

$$I_{\text{КЗ МИН}}^{(3)} = 2192 \text{ А.}$$

Сопротивление системы при расчетном напряжении определяется по выражению:

$$Z_{\text{С.МИН}} = \frac{U_p}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ МИН}}^{(3)}}, \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{С.МИН}} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 2192} = 9,219 \text{ Ом.}$$

### 2. Расчет токов короткого замыкания на шинах НН с учетом РПН

Максимальный ток КЗ на шинах 35 кВ :

$$I_{\text{КЗ МАКС}}^{(3)} = 5022 \text{ А; } Z_{\text{С.МАКС}} = 4,024 \text{ Ом.}$$

Минимальный ток КЗ на шинах 35 кВ:

$$I_{\text{КЗ МИН}}^{(3)} = 2192 \text{ А; } Z_{\text{С.МИН}} = 9,219 \text{ Ом.}$$

Для расчета ТКЗ следует предварительно по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. При этом сопротивления всех элементов схемы и ЭДС источников энергии будут выражены в именованных единицах.

Токи КЗ определяются для максимально-возможного и минимального напряжения на шинах НН, при которых устройство РПН трансформатора обеспечивает номинальную величину напряжения на шинах ВН.

#### Параметры трансформаторов

На ПС 35 кВ Сельхозкомплекс устанавливаются трансформаторы марки ТДНС–16000/35 УХЛ1 с значением напряжения короткого замыкания  $u_{\text{к.В-Н}} = 10,0\%$ .

## Приложение А

Взам. инв. №									
Подпись и дата									
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	Расчет токов короткого замыкания		
	Разраб.		Бучинский			08.19			
	Проверил		Бучинский			08.19			
	Н.контр..		Тюкавкин			08.19			
							Стадия	Лист	Листов
							П	1	4
							Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		

Для нахождения максимальных и минимальных сопротивлений трансформатора требуется определить значения  $u_{к.В-Н}$  в максимальных и минимальных положениях РПН. Значения  $u_{к.В-Н}$  в крайних положениях РПН примем в соответствии с ГОСТ 11920-85 :

- $u_{к.В-Н.МІN}=9,1 \%$
- $u_{к.В-Н.МАХ}=11 \%$

Трансформаторы оснащены устройством РПН в нейтрали ВН –  $\pm \Delta U = \pm 8 \cdot 1,5$ . Так как максимальное положение РПН соответствует напряжению 41,16 кВ, что выше максимального допустимого напряжения сети (40,5 кВ), то параметры трансформатора рассчитываются для 6 ступени РПН, соответствующей напряжению 40,06 кВ. Параметры  $u_{к.6ст}$  находятся методом линейной интерполяции исходя из значений  $u_{к.}$  для номинального, минимального и максимального положения РПН (см. рис. В.1).

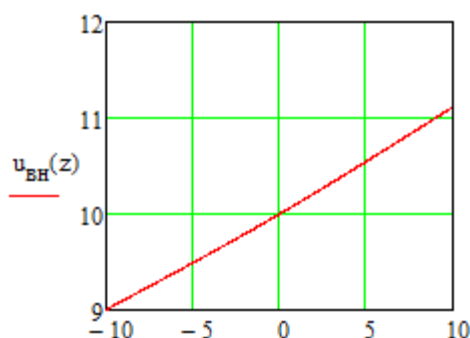


Рисунок В.1 Значение  $u_{к.}$  трансформатора для произвольного положения РПН

Для 6 ступени РПН получаем следующие значения  $u_{к.}$ :

- $u_{к.В-Н.+6ст}=10,659 \%$ .

Максимальное и минимальное сопротивление трансформатора вычисляется по следующим формулам:

$$Z_{Т.МАКС} = \frac{u_{к.В-Н.+6ст}}{100} \cdot \frac{U_{МАКС}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом},$$

где  $u_{к.В-Н.+6ст}$  – напряжение КЗ обмотки ВН, (РПН – «+6» ступень), %;

$U_{МАКС}$  – напряжение обмотки ВН (РПН «+6» ступень), кВ;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$Z_{Т.МАКС} = \frac{10,659}{100} \cdot \frac{40,06^2}{16} = 10,69 \text{ Ом}.$$

$$Z_{Т.МИН} = \frac{u_{к.МИН}}{100} \cdot \frac{U_{МИН}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом},$$

где  $u_{к.МИН}$  – напряжение КЗ обмотки ВН, (РПН – «-8» ступень), %;

$U_{МИН}$  – напряжение обмотки ВН (РПН «-8» ступень), кВ.

$$Z_{Т.МИН} = \frac{9,1}{100} \cdot \frac{32,34^2}{16} = 5,95 \text{ Ом}.$$

Расчет токов КЗ на стороне 10 кВ

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Приложение А

Лист

2

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Ток короткого замыкания, приведенный к стороне ВН при КЗ за трансформатором, в максимальном и минимальном режимах определяется по выражениям:

$$I_{\text{КЗ МАКС.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{С.МАКС}} + Z_{\text{Т.МИН}})}, \text{ А,}$$

$$I_{\text{КЗ МИН.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{МАКС.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{С.МИН}} + Z_{\text{Т.МАКС}})}, \text{ А,}$$

где  $U_{\text{НОМ.ВН}} = 35 \text{ кВ}$  – номинальное напряжение сети ВН;

$U_{\text{МАКС.ВН}}$  – максимально допустимое напряжение сети ВН (РПН «+6» ступень).

$$I_{\text{КЗ МАКС.ВН}}^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot (4,024 + 5,95)} = 2026 \text{ А,}$$

$$I_{\text{КЗ МИН.ВН}}^{(3)} = \frac{40060}{\sqrt{3} \cdot (9,219 + 10,69)} = 1162 \text{ А.}$$

Ток короткого замыкания приведенный к стороне НН при КЗ за трансформатором определяется по выражениям:

$$I_{\text{КЗ МАКС.НН}}^{(3)} = I_{\text{КЗ МАКС.ВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{СР.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{СР.НН}}}, \text{ А,}$$

$$I_{\text{КЗ МИН.НН}}^{(3)} = I_{\text{КЗ МИН.ВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{МАКС.ВН}}}{U_{\text{СР.НН}}}, \text{ А,}$$

где  $U_{\text{ВН}}, U_{\text{НН}}$  – напряжение обмоток трансформатора стороне ВН и НН;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – половина суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН.

$$I_{\text{КЗ МАКС.НН}}^{(3)} = 2026 \cdot \frac{36,75 \cdot (1 - 0,12)}{10,5} = 6240 \text{ А;}$$

$$I_{\text{КЗ МИН.НН}}^{(3)} = 1162 \cdot \frac{40,060}{10,5} = 4433 \text{ А.}$$

#### Схема замещения ПС 35 кВ Сельхозкомплекс

Схемы замещения для расчетов ТКЗ на рассматриваемом объекте представлены на рис. В.2. Представлена схемы замещения для определения максимальных (для выбора оборудования) и минимальных (для проверки чувствительности устройств РЗА) токов КЗ:

Взам. инв. №							
	Подпись и дата						
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Приложение А	Лист
							3



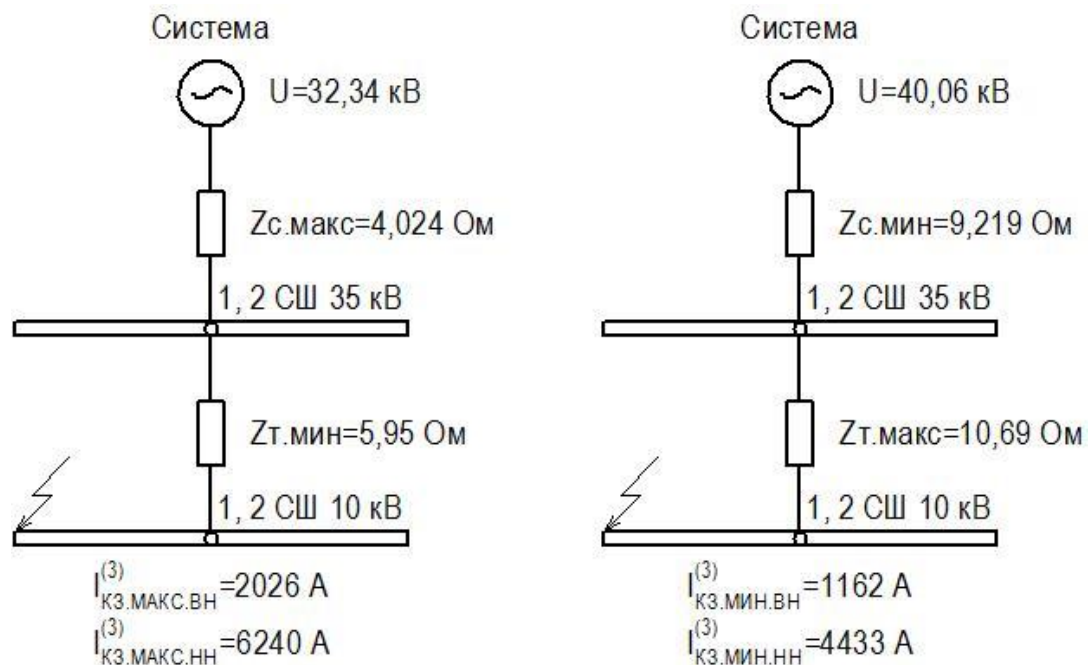


Рисунок А.2 Схема замещения для расчета максимального и минимального тока КЗ

### Результаты расчета токов КЗ

Результаты расчета приведены в таблице А.1

Таблица А.1 Значения  $I_{кз}^{(3)}$  на шинах 10 кВ

Место КЗ	Токи КЗ	
	$I_{кз \text{ МАКС}}^{(3)}, \text{ А}$	$I_{кз \text{ МИН}}^{(3)}, \text{ А}$
На шинах 10 кВ, приведенные к ВН	2026	1162
На шинах 10 кВ, приведенные к НН	6240	4433

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Приложение А

Лист

4

Изм. Кол.уч Лист №док Подпись Дата

Проверка характеристик силового оборудования и проводников произведена в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

### 1. Проверка высоковольтных выключателей

Проверка характеристик силового оборудования и проводников произведена в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

а) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

б) По номинальному току:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

$$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}$$

где  $I_{\text{ном.расч.}}$  – номинальный расчетный ток, А;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность силового трансформатора 16 МВА, кВА.

в) По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{по.}}$$

где  $I_{\text{по.}}$  – расчетный ток КЗ (5,022 кА – на шинах 35 кВ; 6,25 кА – на шинах 10 кВ), кА;

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд.}} \cdot I_{\text{по.}}$$

где  $i_{\text{уд.}}$  – ударный ток, кА;

$k_{\text{уд.}}$  – ударный коэффициент.

г) По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq B_{\text{к.}}$$

$$B_{\text{к.}} = I_{\text{по.}}^2 \cdot t_{\text{откл.}}$$

где  $I_{\text{тер.}}$  – ток термической стойкости оборудования, кА;

$t_{\text{тер.}}$  – время протекания тока термической стойкости, с;

$B_{\text{к.}}$  – тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>·с;

$t_{\text{откл.}}$  – время отключения тока КЗ, с.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 35 кВ линии ВЛ 35 кВ Белореченская Сосновка Ц А.

1.1 По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети}}$$

## Приложение Б

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №									
			Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата			
			Разраб.		Бучинский			08.19			
								08.19			
			Проверил		Бучинский			08.19			
			Н.контр..		Тюкавкин			08.19			
Расчетная проверка и выбор силового электрооборудования и проводников									Стадия	Лист	Листов
									П	1	11
									Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		

1.2 По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}}=263,93 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А; } I_{\text{ном.}} > I_{\text{ном.расч.}}$$

1.3 По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.}}=25 \text{ кА; } I_{\text{по}}=5,022 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{откл.}} > I_{\text{по.}}$$

1.4 По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}}=\sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 5,022 =13,14 \text{ кА;}$$

$$i_{\text{дин}}=64 \text{ кА; } i_{\text{дин}} > i_{\text{уд.}}$$

1.5 По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}}=5,022^2 \cdot 0,1=2,52 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=25^2 \cdot 0,1=62,5 \text{ кА}^2\text{с; } I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} > B_{\text{к.}}$$

Результаты проверки силовых выключателей сведены в таблицу Б.1.

Таблица Б.1 – Проверка параметров и характеристик силовых выключателей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	U <sub>н.с</sub> , кВ	I <sub>нр</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>откл</sub> , кА	i <sub>дин</sub> , кА	I <sup>2</sup> ·t, кА <sup>2</sup> ·с
ОРУ 35 кВ										
Выключатель 35 кВ ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1 В-35 Т-1	35	263,93	5,02	13,14	2,52	35	1600	25	64	62,5
Выключатель 35 кВ ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1 В-35 Т-2	35	263,93	5,02	13,14	2,52	35	1600	25	64	62,5
Выключатель 35 кВ ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1 СВ-35	35	263,93	5,02	13,14	2,52	35	1600	25	64	62,5
КРУН 10 кВ, 1 с.ш. (по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой")										
ISM_15_Shell_2 31,5/1600 У2 яч. Ввод Т-2	10	923,76	6,24	16,33	3,89	10	1600	31,5	80	99,2
ISM_15_Shell_2 31,5/1600 У2 яч. СВ-10	10	923,76	6,24	16,33	3,89	10	1600	31,5	80	99,2
КРУН 10 кВ, 2 с.ш. (по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой")										
ISM_15_Shell_2 31,5/1600 У2 яч. Ввод Т-1	10	923,76	6,24	16,33	3,89	10	1600	31,5	80	99,2

## 2. Проверка трансформаторов тока

Расчет приведен для трансформатора тока 35 кВ ячейки 1ТТ-35 Т1.

2.1 По номинальному напряжению:

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

$$U_{\text{ном.}}=35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}}=35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}}=U_{\text{ном.сети}} \cdot$$

2.2 По номинальному току:

Ток в ячейке ввода трансформатора Т-1:

$$I_{\text{ном.расч}}=263,93 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}}=300 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.}}>I_{\text{ном.расч}} \cdot$$

2.3 По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}}=\sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 5,022=13,14 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}}=31,5 \text{ кА}; i_{\text{дин}}>i_{\text{уд}} \cdot$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}}=5,022^2 \cdot 0,1=2,52 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=31,5^2 \cdot 0,1=99,2 \text{ кА}^2\text{с}; I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}>B_{\text{к}} \cdot$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в табл. Б.2.

Таблица Б.2 – выбор параметров и характеристик трансформаторов тока

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	U <sub>н.с</sub> , кВ	I <sub>нр</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>т</sub> , кА	i <sub>дин</sub> , кА	I <sup>2</sup> ·t, кА <sup>2</sup> ·с
ОРУ 35 кВ										
ТЛ-ЭК-35 УХЛ1, В-35 Т-1	35	263,93	5,02	13,14	2,52	35	300	31,5	80	99,2
ТЛ-ЭК-35 УХЛ1, В-35 Т-2	35	263,93	5,02	13,14	2,52	35	300	31,5	80	99,2
ТЛ-ЭК-35 УХЛ1, СВ-35	35	263,93	5,02	13,14	2,52	35	300	31,5	80	99,2
КРУМ 10 кВ, 1 с.ш. (по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой")										
ТОЛ-10 УХЛ2, яч. Ввод Т-2	10	923,76	6,24	16,33	3,89	10	1000	40	102	160
ТОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2, яч. СВ-10	10	923,76	6,24	16,33	3,89	10	1000	40	102	160
КРУМ 10 кВ, 2 с.ш. (по титулу 29-17/П ООО "Юнионстрой")										
ТОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2, яч. Ввод Т-1	10	923,76	6,24	16,33	3,89	10	1000	40	102	160

### 3. Проверка разъединителей 35кВ

3.1 По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}}=35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}}=35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}}=U_{\text{ном.сети}} \cdot$$

3.2 По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}}=263,93 \text{ А};$$

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

## Приложение Б

Лист

3

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
------	--------	------	------	---------	------

$$I_{\text{ном}}=1000 \text{ A}; I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

3.3 По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}}=\sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 5,022=13,14 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}}=50 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}}=5,022^2 \cdot 0,1=2,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=20^2 \cdot 0,1=40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к.}}$$

Результаты проверки разъединителей приведены в табл. Б.3

Таблица Б.3 – Выбор параметров и характеристик разъединителей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	U <sub>н.с.</sub> , кВ	I <sub>нр.</sub> , А	I <sub>по.</sub> , кА	i <sub>уд.</sub> , кА	B <sub>к.</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	U <sub>н.</sub> , кВ	I <sub>н.</sub> , А	I <sub>т.</sub> , кА	i <sub>дин.</sub> , кА	I <sup>2</sup> ·t, кА <sup>2</sup> ·с
РГ.2-35.II/1000 УХЛ1	35	263,93	5,02	13,14	2,52	35	1000	20	50	40

#### 4. Выбор ограничителей перенапряжения 35 кВ

Для защиты от грозовых перенапряжений, подстанция оснащена ограничителями перенапряжения. Выбор ограничителей перенапряжения и места установки выполнен в соответствии с ПУЭ раздел 4 и с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России».

Ограничители перенапряжений 35 кВ выбираем по следующим условиям:

4.1 Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения:

В сетях 6–35 кВ наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по ГОСТ 1516.3–96.

$$U_{\text{д}} \geq U_{\text{нр}}, \text{ кВ},$$

где U<sub>д</sub> – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

U<sub>нр</sub> – наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ.

4.2 Выбор номинального разрядного тока:

Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. 10000 А – ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ.

$$I_{\text{н}}=10 \text{ кА}.$$

4.3 Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях:

Уровень выдерживаемых напряжений оборудованием 3-35 кВ при коммутационных перенапряжениях U<sub>ост.30/60</sub>, кВ, определяется уровнем испытательных напряжений, которое нормируется ГОСТ 1516.3–96:

$$U_{\text{ост.30/60}} \leq K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1 \text{ мин}}, \text{ кВ},$$

где K<sub>и</sub>=1,35 – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

K<sub>к</sub>=0,9 – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

U<sub>1 мин</sub> – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 3–35 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96.

Взам. инв. №						
	Подпись и дата					
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	<div>Приложение Б</div> <div>Лист 4</div>

#### 4.4 Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях:

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс  $U_{ост.8/20}$ , кВ, должно быть не больше 130 кВ (согласно табл. 2 «Методических указаний по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»).

$$U_{ост.8/20} \leq 130 \text{ кВ};$$

#### 4.5 Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности:

Ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН выбирают не менее, чем на 10% больше значения трехфазного тока КЗ в месте установки ограничителя.

$$I_{ср.ОПН} \geq 1,1 \cdot I_{кз}^{(3)}, \text{ кА},$$

где  $I_{ср.ОПН}$  – ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН, кА;

$I_{кз}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ, кА.

#### 4.6 Выбор длины пути утечки ОПН:

Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя должна выбираться в зависимости от степени загрязнения по ГОСТ 9920-89, но не менее 75 см для класса напряжения 35 кВ.

$$L_{у.ОПН35} \geq 75 \text{ см},$$

где  $L_{у.опн}$  – длина пути утечки внешней изоляции ОПН, см.

Параметры и расчетные характеристики ОПН сведены в табл. Б.4.

Таблица Б.4 – Проверка параметров и характеристик ОПН 35 кВ

Наименование параметра	Расчетные данные / требуемые параметры	Каталожные данные ОПН-35/40,5-10/650 (III) УХЛ1
1. Номинальное напряжение сети, кВ	35	35
2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ	40,5	40,5
3. Номинальный разрядный ток, кА	10	10
4. Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационном импульсе, кВ	146,1	101
5. Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе, кВ	130	121
6. Устойчивость к току короткого замыкания, кА	5,022	20
7. Удельная длина пути утечки, см	75	102

**Вывод:** ОПН-35/40,5-10/650 (III) УХЛ1 подходит по всем параметрам.

#### 5. Гибкая ошиновка 35 кВ

Спуски и перемычки между оборудованием выполнены гибким неизолированным проводом марки АС-120/19.

Провод выбирается по следующим условиям:

##### 5.1 Проверка сечения на нагрев:

$$I_{max} \leq I_{доп}, \text{ А};$$

где  $I_{max}$  – расчётный ток для ошиновки 35 кВ принят по нагрузке для устанавливаемого силового трансформатора 16 МВА ( $I_{max}=263,93 \text{ А}$ ).

$$I_{доп}=390 \cdot 1,00=390 \text{ А},$$

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	<div>Приложение Б</div> <div>Лист 5</div>

390  $A > 263.93 A$ .

Расчет по проверке на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

1) На рис. 8.8 (см. РД 153.34.0-20.527-98) выбираем кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника, и с помощью этой кривой, исходя из начальной температуры проводника  $\vartheta_n$ , находим значение величины  $A_{\vartheta_n}$  при этой температуре.

$$\vartheta_{\text{н}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{дд}} - \vartheta_{\text{окр}}) \cdot \left( \frac{l_{\text{раб}}}{l_{\text{дд}}} \right)^2, \text{ } ^\circ\text{C},$$

$\vartheta_{\text{дд}}$  – значение расчетной длительной допустимой температуры, °С, равна для алюминиевой шины 90°С:

$I_{\text{раб}}$  – значение тока перед КЗ, А;

$$\vartheta_H = 24,7 + (90 - 25) \cdot \left( \frac{263,93}{390} \right)^2 = 55^\circ\text{C}$$

2) Определяем значение интеграла Джоуля  $W_k$  при расчетных условиях КЗ:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{аэк}}), A^2 \cdot c,$$

$t_{\text{откл}}$  – время действия релейной защиты, с.;

$$B_k = (5,022 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,5 + 0,01) = 1,29 \cdot 10^7 \text{ A}^2 \cdot \text{c.}$$
$$A_K = A_H + \frac{B_K}{S^2}, A^2 \cdot c/mm^4,$$
$$A_k = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{1,29 \cdot 10^7}{120^2} = 0,6 \cdot 10^4, A^2 \cdot c / \text{MM}^4.$$

Термическая стойкость проводника обеспечивается, так как выполняется условие:

$$\vartheta_k = 70^\circ\text{C} < \vartheta_{k, \text{доп}} = 200^\circ\text{C}.$$

Расчет по проверке на электродинамическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

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

						Приложение Б	Лист
							6
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Проверка гибких проводников на электродинамическую стойкость при КЗ заключается в расчете максимального механического напряжения материала  $\sigma_{\max}$  и максимальной нагрузки на изоляторы  $F_{\max \text{ из.}}$  и сравнения с допустимыми значениями.

Электродинамическая стойкость гибких проводников обеспечивается если выполняется условие:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \text{ МПа};$$

$$F_{\max \text{ из.}} \leq F_{\text{доп}}, \text{ Н.}$$

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{\text{изг}}}{W} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \text{ МПа},$$

$$F_{\max \text{ из.}} = \beta \cdot F_{\max}^{(3)},$$

где  $F_{\max}^{(3)}$  – максимальная сила, возникающая в многопролетной балке при трехфазном КЗ.;

$W$  – момент сопротивления поперечного сечения шины (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.4);

$\lambda=8$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1);

$\beta=1$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1).

$$W = \frac{\pi \cdot D^3}{32}, \text{ м}^3;$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{\text{уд}}^{(3)})^2 \cdot k_{\text{расп}} \cdot k_{\text{ф}}, \text{ Н},$$

где  $a$  – межфазное расстояние, (1 м);

$l$  – длина пролета, (2,5 м);

$i_{\text{уд}}^{(3)}$  – ударный ток трехфазного КЗ, для трансформатора мощностью 16 МВА, (13140 А);

$k_{\text{расп}}=1$  – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.3);

$k_{\text{ф}}$  – коэффициент формы, который определяется согласно диаграммам на рис. 7.3 (см. РД 153.34.0-20.527-98);

$D$  – диаметр провода (0,0152 м).

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{\text{уд}}^{(3)})^2 \cdot k_{\text{расп}} \cdot k_{\text{ф}}, \text{ Н},$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2,5 \cdot 13140^2 \cdot 1 \cdot 1 = 74,76 \text{ Н},$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 0,0152^3}{32} = 0,34 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{\max} = \frac{74,76 \cdot 2,5}{8 \cdot 0,34 \cdot 10^{-6}} = 68,7 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение в материале проводников ( $\sigma_{\text{доп}}$ ) в мегапаскалях следует принимать равным:

$$\sigma_{\text{доп}} = N \cdot \sigma_{\text{пр}}, \text{ МПа},$$

где  $\sigma_{\text{пр}}$  – предел прочности при растяжении, Н;

$N$  – коэффициент допустимой нагрузки, равный 35 % от предела прочности.

Для провода АС-120/19 предел прочности при растяжении составляет  $\sigma_{\text{пр}}=41521$  Н.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,34 \cdot 41521 = 14532,35 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \text{ МПа};$$

$$68,7 \text{ МПа} < 14532,35 \text{ МПа}.$$

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата

## Приложение Б

Лист

7



Максимальная нагрузка на опорные изоляторы определяется:

$$F_{\text{max из}} = \beta \cdot F_{\text{max}}^{(3)} = 1 \cdot 68,7 = 68,7 \text{ Н.}$$

Для опорных изоляторов разъединителя 35 кВ С4-195 II УХЛ1 минимальная разрушающая сила – 4000 Н. Допустимая нагрузка на изолятор равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \text{ Н;}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н;}$$

$$68,7 \text{ Н} < 2400 \text{ Н.}$$

**Вывод:** Из расчета следует, что гибкая ошиновка 35 кВ, выполненная неизолированным сталеалюминевым проводом марки АС-120/19, удовлетворяет всем условиям.

## 6. Гибкая ошиновка 10 кВ

Шинный мост 10 кВ между силовым трансформатором и КРУН 10 кВ выполнен гибким неизолированным проводом марки ЗхАС-150/24.

Провод выбирается по следующим условиям:

6.1 Проверка сечения на нагрев:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \text{ А;}$$

где  $I_{\text{max}}$  – расчётный ток для шинного моста 10 кВ принят по нагрузке для устанавливаемого силового трансформатора 16 МВА ( $I_{\text{max}} = 923,76 \text{ А}$ ).

$$I_{\text{доп}} = 3 \cdot 450 \cdot 1,00 = 1350 \text{ А,}$$

где 1,00 – поправочный температурный коэффициент (см. табл. 1.3.3 ПУЭ).

$$1350 \text{ А} > 923,76 \text{ А.}$$

6.2 По термической стойкости

Расчет по проверке на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет производим в следующей последовательности:

1) На рис. 8.8 (см. РД 153.34.0-20.527-98) выбираем кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника, и с помощью этой кривой, исходя из начальной температуры проводника  $\vartheta_n$ , находим значение величины  $A_{\vartheta n}$  при этой температуре.

Значение начальной температуры жилы до КЗ определяем по формуле:

$$\vartheta_n = \vartheta_o + (\vartheta_{\text{дд}} - \vartheta_{\text{окр}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2, \text{ } ^\circ\text{C,}$$

где  $\vartheta_o$  – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, принята средняя максимальная температура наиболее теплого месяца –  $22,5^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{\text{дд}}$  – значение расчетной длительной допустимой температуры,  $^\circ\text{C}$ , равна для алюминиевой шины  $90^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{\text{окр}}$  – значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха)  $25^\circ\text{C}$  (ПУЭ, п. 1.3.10);

$I_{\text{раб}}$  – значение тока перед КЗ, А;

$I_{\text{дд}}$  – значение расчетного длительно допустимого тока, А.

$$\vartheta_n = 24,7 + (90 - 25) \cdot \left( \frac{923,76}{1350} \right)^2 = 55^\circ\text{C}$$

В качестве начальной принята температура  $\vartheta_n = 55^\circ\text{C}$ ,  $A_{\vartheta n} = 0,5 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$ .

2) Определяем значение интеграла Джоуля  $W_k$  при расчетных условиях КЗ:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}}), \text{ А}^2 \cdot \text{с,}$$

где  $I_{\text{п0}}$  – расчетный ток КЗ на шинах 10 кВ, А;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата

## Приложение Б

Лист

8

$t_{откл}$  – время действия релейной защиты, с.;

$T_{a.эк}$  – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = (6,24 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 4,28 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Находим значение величины  $A_\theta = A_{\theta k}$ , соответствующее конечной температуре нагрева проводника, используя формулу:

$$A_k = A_n + \frac{B_k}{S^2}, \text{ A}^2 \cdot \text{с/мм}^4,$$

где  $S$  – площадь поперечного сечения проводника, мм<sup>2</sup>;

$$A_k = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{4,28 \cdot 10^6}{150^2} = 0,52 \cdot 10^4, \text{ A}^2 \cdot \text{с/мм}^4.$$

4) По найденному значению величины  $A_\theta = A_{\theta k}$ , используя выбранную кривую на рис. 8.8, определяем температуру нагрева проводника к моменту отключения КЗ  $\theta_k$  и сравниваем ее с предельно допустимой температурой  $\theta_{k, доп}$ . Для алюминиевой части неизолированного провода  $\theta_{k, доп} = 200^\circ\text{C}$ .

Термическая стойкость проводника обеспечивается, так как выполняется условие:

$$\theta_k = 60^\circ\text{C} < \theta_{k, доп} = 200^\circ\text{C}.$$

### 6.3 По электродинамической стойкости

Расчет по проверке на электродинамическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Для расчета берем гибкую ошиновку, расположенную между блоком опорных изоляторов и проходными изоляторами КРУН 10 кВ.

Проверка гибких проводников на электродинамическую стойкость при КЗ заключается в расчете максимального механического напряжения материала  $\sigma_{max}$  и максимальной нагрузки на изоляторы  $F_{max}$  из. и сравнения с допустимыми значениями.

Электродинамическая стойкость гибких проводников обеспечивается если выполняется условие:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}, \text{ МПа};$$

$$F_{max \text{ из}} \leq F_{доп}, \text{ Н}.$$

$$\sigma_{max} = \frac{M_{изг}}{W} = \frac{F_{max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \text{ МПа},$$

$$F_{max \text{ из}} = \beta \cdot F_{max}^{(3)},$$

где  $F_{max}^{(3)}$  – максимальная сила, возникающая в многопролетной балке при трехфазном КЗ.;

$W$  – момент сопротивления поперечного сечения шины (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.4);

$\lambda = 8$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1);

$\beta = 1$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1).

$$W = \frac{\pi \cdot D^3}{32}, \text{ м}^3;$$

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{уд}^{(3)})^2 \cdot k_{расп} \cdot k_{ф}, \text{ Н},$$

где  $a$  – межфазное расстояние, (0,45 м);

$l$  – длина пролета, (4,3 м);

$i_{уд}^{(3)}$  – ударный ток трехфазного КЗ, для трансформатора мощностью 16 МВА, (16330 А);

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

## Приложение Б

Лист

9

$k_{расп} = 1$  – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.3);

$k_f$  – коэффициент формы, который определяется согласно диаграммам на рис. 7.3 (см. РД 153.34.0-20.527-98);

$D$  – диаметр провода (0,0171 м).

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot (i_{уд}^{(3)})^2 \cdot k_{расп} \cdot k_f, \text{ Н},$$

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,45} \cdot 4,3 \cdot 16330^2 \cdot 1 \cdot 1 = 441,35 \text{ Н},$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 0,0171^3}{32} = 0,49 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{max} = \frac{441,35 \cdot 4,3}{8 \cdot 0,49 \cdot 10^{-6}} = 484 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение в материале проводников ( $\sigma_{доп}$ ) в мегапаскалях следует принимать равным:

$$\sigma_{доп} = N \cdot \sigma_{пр}, \text{ МПа},$$

где  $\sigma_{пр}$  – предел прочности при растяжении, Н;

$N$  – коэффициент допустимой нагрузки, равный 35 % от предела прочности.

Для провода АС-150/24 предел прочности при растяжении составляет  $\sigma_{пр} = 52279 \text{ Н}$ .

$$\sigma_{доп} = 0,34 \cdot 52279 = 17775 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}, \text{ МПа};$$

$$484 \text{ МПа} < 17775 \text{ МПа}.$$

Максимальная нагрузка на опорные изоляторы определяется:

$$F_{max \text{ из}} = \beta \cdot F_{max}^{(3)} = 1 \cdot 441,35 = 441,35 \text{ Н}.$$

Для опорных изоляторов 10 кВ ИОСПК 10-35/190-III УХЛ1 минимальная разрушающая сила – 10000 Н.

Допустимая нагрузка на изолятор равна:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \text{ Н};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

$$441,35 \text{ Н} < 6000 \text{ Н}.$$

**Вывод:** Из расчета следует, что шинный мост 10 кВ, выполненный неизолированными сталеалюминевыми проводами марки ЗхАС-150/24, удовлетворяет всем условиям.

## 7. Расчет числа изоляторов в гирлянде 35 кВ

Проектом предусматривается применение тарельчатых изоляторов ПСД-70Е (длина пути тока утечки 410 мм) в натяжных гирляндах:

- на заходах на подстанцию (ошиновка от концевых опор до приемных порталов 35 кВ);
- пролеты между приемными порталами силовых трансформаторов и приемными порталами ячеек 35 кВ, а также между приемными порталами ВЛ 35 кВ и приемными порталами ячеек 35 кВ.

Согласно ПУЭ, 7-е издание п. 1.9.12 количество тарельчатых изоляторов в гирляндах для ВЛ на металллических и железобетонных опорах определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{L_{и}},$$

где  $L_{и}$  – длина пути утечки одного изолятора, см;

$L$  – длина пути утечки гирлянды изоляторов, см., определяемая по формуле:

Взам. инв. №	7.1.1. Расчет числа изоляторов в гирлянде 35 кВ					
	Проектом предусматривается применение тарельчатых изоляторов ПСД-70Е (длина пути тока утечки 410 мм) в натяжных гирляндах: <ul style="list-style-type: none"><li>- на заходах на подстанцию (ошиновка от концевых опор до приемных порталов 35 кВ);</li><li>- пролеты между приемными порталами силовых трансформаторов и приемными порталами ячеек 35 кВ, а также между приемными порталами ВЛ 35 кВ и приемными порталами ячеек 35 кВ.</li></ul>					
Подпись и дата	Согласно ПУЭ, 7-е издание п. 1.9.12 количество тарельчатых изоляторов в гирляндах для ВЛ на металллических и железобетонных опорах определяется по формуле:					
	$m = \frac{L}{L_{и}},$					
Инв. № подл.	где $L_{и}$ – длина пути утечки одного изолятора, см;					
	$L$ – длина пути утечки гирлянды изоляторов, см., определяемая по формуле:					
Изм. № подл.						Приложение Б
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	
						Лист
						10

$$L=\lambda_{\text{э}}\cdot U\cdot k,$$

где  $U$  – наибольшее рабочее межфазное напряжение, кВ, по ГОСТ 721-77;

$\lambda_{\text{э}}$ – удельная эффективная длина пути утечки изолятора, см/кВ (по табл. 1.9.1 ПУЭ);

$k$  – коэффициент использования длины пути утечки:

$$k=k_{\text{и}}\cdot k_{\text{к}},$$

где  $k_{\text{и}}$  – коэффициент использования изолятора (по табл. 1.9.21 ПУЭ);

$k_{\text{к}}$  – коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями, т.к. изоляторы в гирлянде однотипны, согласно п. 1.9.49 ПУЭ, равен 1.

Расчёт количества изоляторов ПСД-70Е в натяжной гирлянде 35 кВ:

$$k=1,2\cdot 1=1,2;$$

$$L=2,35\cdot 40,5\cdot 1,2=114,2 \text{ см};$$

$$m=\frac{114,2}{41}=2,78 \text{ шт.}$$

Согласно п. 1.9.12 ПУЭ, если число  $m$  не дает целого числа, то выбираем ближайшее большее целое число, получаем 3 шт. Согласно п. 1.9.13 ПУЭ, на ВЛ напряжением 35-110 кВ с металлическими, железобетонными и деревянными опорами с заземленными креплениями гирлянд количество тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах всех типов в районах с 1-2-й степенью загрязнения атмосферы следует увеличивать на один изолятор в каждой гирлянде по сравнению с количеством, полученным по 1.9.12 ПУЭ.

Согласно п. 4.2.135 ПУЭ, гирлянды подвесной изоляции на порталах ОРУ 20 и 35 кВ с тросовыми или стержневыми молниеотводами, а также на концевых опорах ВЛ должны иметь следующее количество изоляторов:

1) на порталах ОРУ с молниеотводами:

- не менее шести изоляторов при расположении вентильных разрядников или соответствующих им по уровню остающихся напряжений ОПН не далее 15 м по магистралям заземляющего устройства от места присоединения к нему;

- не менее семи изоляторов в остальных случаях;

2) на концевых опорах:

- не менее семи изоляторов при подсоединении к порталам троса ПС;

- не менее восьми изоляторов, если трос не заходит на конструкции ПС и при установке на концевой опоре стержневого молниеотвода.

**Вывод:** с учетом вышеперечисленного, количество изоляторов ПСД-70Е составляет:

1) Для натяжных гирлянд ОРУ 35 кВ, установленных на порталах без молниеотводов - 4 шт.

2) Для натяжных гирлянд ОРУ 35 кВ, установленных на порталах с молниеотводом - 6 шт.

3) Для натяжных гирлянд заходов ВЛ на подстанцию, установленных на приемном портале - 6 шт.

4) Для натяжных гирлянд заходов ВЛ на подстанцию, установленных на концевой опоре составляет - 8 шт.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	<div style="text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">Приложение Б</div>	Лист
							11

## Расчет мощности трансформаторов собственных нужд

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Резервные электроприемники, ремонтные сварочные трансформаторы и другие ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно, при подсчете расчетной мощности не учитываются.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы  $S_{\text{л}}$ ,  $S_{\text{з}}$ , кВА, определяется по формулам:

$$S_{\Pi} = \sqrt{(\sum P_{\Pi})^2 + (\sum Q_{\Pi})^2};$$

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_3)^2 + (\sum Q_3)^2}.$$

За расчетную мощность  $S_p$ , кВА, для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) принимается большая из них.

Мощности приемников, коэффициенты участия в максимуме, активные и реактивные мощности летнего и зимнего максимума для расчета ТСН приведены в табл. В.1.

Таблица В.1 - Нагрузка трансформатора собственных нужд

№	Наименование нагрузки	Общая мощность	cosφ	tgφ	Нагрузка на трансформатор					
					Летом			Зимой		
					Кэффиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная	Кэффиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная
		Р,кВт			βл	Рл, кВт	Qл, кВАр	βз	Рз, кВт	Qз, кВАр
Существующая нагрузка потребители СН										
1	Обогрев КРУН 10 кВ	2,60	0,85	0,62	0,00	0,00	0,00	0,80	2,08	1,29
2	Освещение КРУН 10 кВ	1,60	0,98	0,20	0,70	1,12	0,22	0,60	0,96	0,19
3	Собственные нужды ОПУ	12,00	0,80	0,75	0,50	6,00	4,50	0,70	8,40	6,30
4	Охранное освещение ПС	2,00	0,98	0,62	0,50	1,00	0,62	0,50	1,00	0,62
5	Питание источника образования постоянного тока СОПТ	7,60	0,95	0,33	1,00	7,60	2,51	1,00	7,60	2,51
6	ОПУ. Питание щитовых приборов	2,00	0,80	0,75	1,00	2,00	1,50	1,00	2,00	1,50
7	ОПУ. Шкаф 4Р. Питания ЭМБ	0,20	0,80	0,75	1,00	0,20	0,15	1,00	0,20	0,15

## Приложение В

Взам. инв. №											
	3	Собственные нужды ОПУ	12,00	0,80	0,75	0,50	6,00	4,50	0,70	8,40	6,30
	4	Охранное освещение ПС	2,00	0,98	0,62	0,50	1,00	0,62	0,50	1,00	0,62
	5	Питание источника образова- ния постоянного тока СОПТ	7,60	0,95	0,33	1,00	7,60	2,51	1,00	7,60	2,51
	6	ОПУ. Питание щитовых при- боров	2,00	0,80	0,75	1,00	2,00	1,50	1,00	2,00	1,50
Подпись и дата	7	ОПУ. Шкаф 4Р. Питания ЭМБ	0,20	0,80	0,75	1,00	0,20	0,15	1,00	0,20	0,15
							Приложение В				
	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата					
	Инв. № подл.	Разраб.	Бучинский			08.19	Расчет мощности трансформаторов соб- ственных нужд			Стадия	Лист
						П				1	3
						Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»					
Проверил		Бучинский			08.19						
Н.контр..		Тюкавкин			08.19						

№	Наименование нагрузки	Общая мощность	cosφ	tgφ	Нагрузка на трансформатор					
					Летом			Зимой		
					Кoeffиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная	Кoeffиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная
		P, кВт			βл	Pл, кВт	Qл, кВАр	βз	Pз, кВт	Qз, кВАр
Существующая нагрузка потребителя СН										
8	Щит собственных нужд, установленный в КРУ 10 кВ	12,10	0,80	0,75	0,50	6,05	4,54	0,65	7,87	5,90
9	Питание АИИСКУЭ	2,00	0,80	0,75	1,00	2,00	1,50	1,00	2,00	1,50
10	Шкаф периметральной охранной сигнализации	2,00	0,80	0,75	1,00	2,00	1,50	1,00	2,00	1,50
11	ОПУ. Шкаф 1Р. Питание логометров	1,00	0,80	0,75	1,00	1,00	0,75	1,00	1,00	0,75
Проектируемая нагрузка потребителей СН										
1	Охлаждение трансформатора Т-1	1,60	0,70	1,02	1,00	1,60	1,63	0,20	0,32	0,33
2	Охлаждение трансформатора Т-2	1,60	0,70	1,02	1,00	1,60	1,63	0,20	0,32	0,33
3	РПН трансформатора Т-1	1,10	0,70	1,02	0,20	0,22	0,22	0,20	0,22	0,22
4	РПН трансформатора Т-2	1,10	0,70	1,02	0,20	0,22	0,22	0,20	0,22	0,22
5	Обогрев приводов выключателей 35 кВ, разъединителей 35 кВ, шкафов ОРУ 35 кВ	7,91	0,95	0,75	0,00	0,00	0,00	1,00	7,91	5,93
6	Питание приводов выключателей 35 кВ	5,50	0,80	0,75	0,30	1,65	1,24	0,30	1,65	1,24
7	Питание приводов разъединителей 35 кВ	0,75	0,70	1,02	0,50	0,38	0,38	0,50	0,38	0,38
8	Наружное освещение территории подстанции	1,20	0,98	0,20	0,50	0,60	0,12	0,50	0,60	0,12
9	Система кондиционирования помещения ТМ и АИИСКУЭ	0,82	0,80	0,75	1,00	0,82	0,62	0,00	0,00	0,00
	Суммарная мощность потребителей СН					36,06	23,86		46,72	30,98

Полная мощность летнего максимума:

$$S_{\text{л}} = \sqrt{36,06^2 + 23,86^2} = 43,2 \text{ кВА.}$$

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_{\text{з}} = \sqrt{46,72^2 + 30,98^2} = 56,1 \text{ кВА.}$$

За расчетную мощность ТСН принимается полная мощность зимнего максимума:

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

						Приложение В	Лист
							2
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

$$S_p = 56,1 \text{ кВА.}$$

Проверка ТСН по условию перегрузки в ремонтных условиях.

Мощности приемников для ремонтных работ приведены в табл. В.2

Таблица В.2

№	Ремонтные нагрузки	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Активная мощность Рл, кВт	Реактивная мощность Qл, кВАр	Полная мощность S, кВА
1	Сварочный пост	0,6	1,33	11,1	14,8	18,5

С учетом нагрузки сварочной сети:

$$S_T \cdot 1,2 \geq 56,1 + 18,5;$$

$$75,6 \text{ кВА} > 74,6 \text{ кВА.}$$

Мощности существующих трансформаторов ТМГ-63/10/0,4 УХЛ1, достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Приложение В			3

## 1. Расчет заземляющего устройства подстанции

Согласно ПУЭ п. 1.7.96 Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований к их сопротивлению. Полоса прокладывается в земле, вокруг территории подстанции, образуя сетку. Проектируемый контур заземления прокладывается в месте установки нового оборудования и строительных конструкций. Проектируемое заземляющее устройство подстанции выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 40х5 мм, заложённых в грунт на глубину 0,7 м, и вертикальных электродов длиной 5 м, диаметром 18 мм.

Расчет контура заземления подстанции выполнен в программе «ОРУ-Проект».

Сопротивление заземляющего устройства составит  $R=0,74 \text{ Ом}$ .

В соответствии с п. 1.7.101 ПУЭ сопротивление ЗУ, к которому присоединены нейтрали трансформаторов, в любое время года должно быть не более 4 Ом:

$$0,74 \text{ Ом} < 4,0 \text{ Ом}.$$

## 2. Выбор и проверка сечения горизонтального заземлителя

Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ выбирается по условиям термической стойкости при допустимой температуре нагрева 400 °С (ПУЭ 1.7.114).

Расчет горизонтальных заземлителей на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

В качестве расчетного выбран наиболее тяжелый режим – двухфазный ток на стороне 10 кВ. Расчет производим в следующей последовательности:

1) На рис. 8.8 (см. РД 153.34.0-20.527-98) выбираем кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника, и с помощью этой кривой, исходя из начальной температуры проводника  $\vartheta_n$ , находим значение величины  $A_{\vartheta_n}$  при этой температуре. В качестве начальной принята температура  $\vartheta_n=24,7^\circ\text{C}$ ,  $A_{\vartheta_n}=0,1 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$ .

2) Определяем значение интеграла Джоуля  $B_k$  при расчетных условиях КЗ;

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{a.эк}), \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

где  $I_{п0}$  – расчетный ток двухфазного КЗ, А;

$t_{откл}$  – время действия релейной защиты, с.;

$T_{a.эк}$  – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = (5,4 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,3 + 0,01) = 9,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

3) Минимальное возможное сечение проводника:

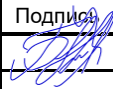


$$S_{\text{тер.мин}} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{\vartheta_{к.доп}} - A_{\vartheta_n}}}, \text{ мм}^2,$$

где  $A_{\vartheta_{к.доп}}$  – значение величины  $A_{\vartheta}$  соответствующее предельно допустимому значению температуры проводника (400 °С). Для стальной шины  $A_{\vartheta_{к.доп}}=0,6 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$ ;

$A_{\vartheta_n}$  – значение величины  $A_{\vartheta}$  соответствующее начальной температуре нагрева проводника.

$$S_{\text{тер.мин}} = \sqrt{\frac{9,1 \cdot 10^6}{0,6 \cdot 10^4 - 0,1 \cdot 10^4}} = 42,7 \text{ мм}^2.$$

## Приложение Г

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	Расчет сечения горизонтальных заземлителей и сечения заземляющих проводников		
Разраб.		Бучинский			08.19	Стадия	Лист	Листов
						П	1	4
Проверил		Бучинский			08.19	Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		
Н.контр..		Тюкавкин			08.19			



Согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 п. 15.2.7 при использовании стальных заземлителей к расчетному значению сечения, выбранного по термической стойкости ( $S_{\text{тер.мин}}$ ), добавляется сечение ( $S_{\text{кор.}}$ ), которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии за время дальнейшей эксплуатации электроустановки ( $t$ ). Таким образом, сечение стального заземляющего проводника должно быть равным:

$$S_{\text{полн.}} = S_{\text{тер.мин}} + S_{\text{кор.}}$$

Если  $\delta_k(t)$  – глубина коррозии стального заземлителя для требуемого срока службы электроустановки ( $t$ ), мм, то добавка к сечению по термической стойкости заземлителя по условиям коррозии составит:

$$S_{\text{кор.}}(t) = \pi \cdot \delta_k(t) \cdot \left( \sqrt{\frac{4 \cdot S_{\text{тер.мин}}}{\pi}} + \delta_k(t) \right).$$

Глубина коррозии согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 п. П.А.6 определяется:

$$\delta_k(t) = a_k \cdot (\ln t)^3 + b_k \cdot (\ln t)^2 + c_k \cdot \ln t + d_k,$$

где  $t$  – расчетное время эксплуатации заземлителя в месяцах (не менее 30 лет), а коэффициенты  $a_k$ ,  $b_k$ ,  $c_k$ ,  $d_k$  принимаются по таблице П.А.9 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 с учетом коррозионной зоны грунта.

Коррозионная зона определяется исходя из физико-химических параметров грунта (данные геологии) и по данным таблицы П.А.10 СТО 56947007-29.130.15.114-2012.

Таким образом, расчетная глубина коррозии стального заземлителя через 30 лет эксплуатации равна 0,8 мм.

$$S_{\text{кор.}}(t) = 3,14 \cdot 0,8 \cdot \left( \sqrt{\frac{4 \cdot 42,7}{3,14}} + 0,8 \right) = 20,54 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{полн.}} = 42,7 + 20,54 = 63,24 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводника выбирается из стандартного значения по условию:

$$S \geq S_{\text{полн.}}, \text{ мм}^2.$$

В качестве горизонтальных заземлителей выбрана стальная полоса сечением 40х5 мм.

$$200 \text{ мм}^2 \geq 63,24 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение горизонтального заземлителя – стальной полосы 40х5 мм подходит для заземления оборудования ПС 35 кВ Сельхозкомплекс.

### 3. Выбор и проверка сечения заземляющих проводников

#### 3.1 Выбор и проверка сечения заземляющих проводников для оборудования 35 кВ

Сечение заземляющих проводников для электроустановок напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью выбирается по условиям протекания по ним наибольшего тока двухфазного КЗ. Температура заземляющих проводников не должна превышать 160°C (ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Часть 5-54).

Расчет заземляющих проводников на термическую стойкость произведен согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Часть 5-54.

Расчет сечения производим по следующей формуле:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k}, \text{ мм}^2,$$

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	<div style="text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">Приложение Г</div>	Лист
							2



$$k = \sqrt{\frac{3,45 \cdot 10^{-3} \cdot (234,5 + 20)}{17,241 \cdot 10^{-6}}} \cdot \ln \left( 1 + \frac{160 - 24,7}{234,5 + 24,7} \right) = 146,25;$$

$$S = \frac{\sqrt{(5,4 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,3}}{146,25} = 20,24 \text{ мм}^2,$$

Сечение проводника выбирается из стандартного значения по условию:

$$S \geq S_{\text{тер.мин}}, \text{ мм}^2.$$

В качестве заземляющего проводника выбран медный провод сечением 25 мм<sup>2</sup>.

$$25 \text{ мм}^2 \geq 20,24 \text{ мм}^2.$$

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Приложение Г					Лист
											4

## 1. Проверка габаритов существующих маслоприемников

Согласно ПУЭ, п. 4.2.69, габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не меньше чем на 1 м при массе масла от 2 до 10 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее метра.

Габариты маслоприемника:

- длина

$$A = a + 2 \cdot \Delta, \text{ м},$$

где  $a$  – длина трансформатора, м;

$\Delta$  – величина выступа габарита маслоприемника за габариты трансформатора, м.

- ширина

$$B = b + 2 \cdot \Delta, \text{ м},$$

где  $b$  – ширина трансформатора;

- высота существующего ограждения маслоприемника  $H=0,45$  м.

Расчет габаритов маслоприемника производим с учетом установки наибольшего по габаритам трансформатора – ТДНС-16000/35/10 кВ.

Габариты трансформатора (ДхШхВ): 5000х3400х3800 мм.

Расчетные габариты маслоприемника:

$$A = 5 + 2 \cdot 1 = 7 \text{ м},$$

$$B = 3,4 + 2 \cdot 1 = 5,4 \text{ м}.$$

Существующие маслоприемники имеют следующие габариты для Т-1:  $A=7,9$  м,  $B=5,882$  м; Т-2:  $A=7,93$  м,  $B=5,75$  м. Габариты существующих маслоприемников позволяют установить проектируемые трансформаторы ТДНС-16000/35/10 кВ.

Согласно ПУЭ, п.4.2.69, объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Габариты маслоприемника берем для трансформатора Т-1 (имеет большую площадь).

$$V = A \cdot B \cdot H, \text{ м}^3;$$

$$V = 7,9 \cdot 5,882 \cdot 0,45 = 20,91 \text{ м}^3.$$

С учетом объема фундамента (7,3 м<sup>3</sup>), полезный объем маслоприемника составляет 13,6 м<sup>3</sup>.

Объем масла, содержащегося в корпусе трансформатора, составляет 8,79 м<sup>3</sup> (см. расчет ниже), что удовлетворяет условию. Существующие маслоприемники имеют необходимый объем для того что бы вместить масло проектируемых трансформаторов ТДНС-16000/35/10 кВ.

## 2. Проверка габаритов существующих маслосборников

В соответствии с п.4.2.69 ПУЭ (7-ое издание) на ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100% масла содержащегося в трансформаторе и 80% расчетного расхода воды от средств пожаротушения.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Приложение Д						
		1	-	Нов.	10-1	10.19		
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	
		Разраб.		Бучинский			08.19	
		Проверил		Бучинский			08.19	
		Н.контр..		Тюкавкин			08.19	
Проверка габаритов существующей системы маслоотвода						Стадия	Лист	Листов
						П	1	2
						Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		

1. Расчет объема маслосборника для размещения масла.  
 Вес масла трансформатора ТДНС-16000/35/10 кВ: P=7870 кг;  
 Плотность трансформаторного масла:  $\lambda=895 \text{ кг/м}^3$ .  
 Объем маслосборника для размещения масла:

$$V_m = \frac{P}{\lambda}, \text{ м}^3;$$

$$V_m = \frac{7870}{895} = 8,79 \text{ м}^3.$$

2. Расчет объема маслосборника для размещения воды от пожаротушения.

В соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ вода от средств пожаротушения определяется из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  в течение 30 минут.

Габариты боковой поверхности бака трансформатора (ДхШхВ): 4700х3200х3200 мм.

Габариты боковой поверхности расширителя трансформатора (ДхШхВ): 870х1900х870 мм.

Площадь орошения:

$$S = \frac{2 \cdot h_1 \cdot (a_1 + b_1)}{1000000} + \frac{2 \cdot h_2 \cdot (a_2 + b_2)}{1000000} + A \cdot B, \text{ м}^2,$$

где  $a_1$  – длина бака трансформатора, мм;

$a_2$  – длина расширителя трансформатора, мм;

$b_1$  – ширина бака трансформатора, мм;

$b_2$  – ширина расширителя трансформатора, мм;

$h_1$  – высота бака трансформатора, мм;

$h_2$  – высота расширителя трансформатора, мм;

$$S = \frac{2 \cdot 3200 \cdot (4700 + 3200)}{1000000} + \frac{2 \cdot 870 \cdot (870 + 1900)}{1000000} + 7,9 \cdot 5,882 = 101,85 \text{ м}^2.$$

Объем воды на пожаротушение (80%):

$$V_n = q_{30} \cdot t_{30} \cdot S \cdot 0,8, \text{ м}^3,$$

где  $q_{30}$  – интенсивность орошения,  $\text{л/с} \cdot \text{м}^2$  ( $q_{30}=0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2=12 \text{ л/мин} \cdot \text{м}^2$ ), продолжительностью  $t_{30}=30$  мин.

$$V_n = \frac{12 \cdot 30 \cdot 101,85 \cdot 0,8}{1000} = 29,33 \text{ м}^3.$$


Общий объем маслосборника:

$$V_{\text{общ}} = V_m + V_n,$$

$$V_{\text{общ}} = 8,79 + 29,33 = 38,12 \text{ м}^3.$$

Существующий маслосборник объемом  $35 \text{ м}^3$  недостаточно, требуется установка нового маслосборника. Проектом предусматривается устройство нового металлического подземного маслосборника объемом  $40 \text{ м}^3$ .

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

1	-	Нов.	10-1		10.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Приложение Д





Саморегулируемая организация  
Основанная на членстве лиц, осуществляющих проектирование  
(вид саморегулируемой организации)

**АССОЦИАЦИЯ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ «СтройПроект»**  
191028, Россия, г. Санкт-Петербург, улица Гагаринская, дом 25, литера А,  
помещение 6Н

[www.sroproect.ru](http://www.sroproect.ru)

**№ СРО-П-170-16032012**

Санкт - Петербург  
(место выдачи Свидетельства)

«26» апреля 2017г.  
(дата выдачи Свидетельства)

### СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к определённому виду или видам работ, которые  
оказывают влияние на безопасность объектов капитального  
строительства  
**№ 3065**

Выдано члену саморегулируемой организации

Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис»,

ОГРН 1123850043041, ИНН 3812143992,

664001, г. Иркутск, ул. Рабочего Штаба, дом № 1/5, оф.8

Основание выдачи Свидетельства : решение Контрольно-дисциплинарного комитета  
(наименование органа управления саморегулируемой организации,

АС «СтройПроект» № 26КДК от 26 апреля 2017г.  
(номер протокола, дата заседания)

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в  
приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на  
безопасность объектов капитального строительства.

Начало действия с «26» апреля 2017г.

Свидетельство без приложения не действительно.

Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного № 1724 от 30 января 2014г.  
(дата выдачи, номер Свидетельства)

Генеральный директор  
АС «СтройПроект»  
(должность уполномоченного лица)

  
(подпись)

Нечаев О.В.  
(инициалы, фамилия)





## ПРИЛОЖЕНИЕ

к Свидетельству о допуске к  
определённому виду или видам работ,  
которые оказывают влияние на  
безопасность объектов капитального  
строительства

от «26» апреля 2017г.

№ 3065

### Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:

1. объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства, объекты использования атомной энергии, и о допуске к которым член АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство

№ пп	Наименование вида работ
	НЕТ

2. объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство

№ пп	Наименование вида работ
1.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СХЕМЫ ПЛАНИРОВОЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА:
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	Работы по подготовке архитектурных решений
3.	Работы по подготовке конструктивных решений
4.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О ВНУТРЕННЕМ ИНЖЕНЕРНОМ ОБОРУДОВАНИИ, ВНУТРЕННИХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения*
4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем*
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения



5.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О НАРУЖНЫХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
6.13.	Работы по подготовке технологических решений объектов метрополитена и их комплексов
7.	РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
7.5.	Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты.

8.
9.
10.
11.
12.
13.

3.

№ п	
1.	
1.1.	
1.2.	
1.3.	
2.	
3.	
4.	
4.1.	
4.2.	
4.5.	
4.6.	
5.	
5.1.	
5.2.	
5.3.	



8.	Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации*
9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

3. объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство

№ пп	Наименование вида работ
1.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СХЕМЫ ПЛАНИРОВОЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА:
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	Работы по подготовке архитектурных решений
3.	Работы по подготовке конструктивных решений
4.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О ВНУТРЕННЕМ ИНЖЕНЕРНОМ ОБОРУДОВАНИИ, ВНУТРЕННИХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О НАРУЖНЫХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ



	включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
7.	РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
7.5.	Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты.
9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис» вправе заключать договоры на осуществление работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 25 000 000 (Двадцать пять миллионов) рублей.

(сумма цифрами и прописью в рублях Российской Федерации)

Генеральный директор  
АС «СтройПроект»  
должность



Нечаев О.В.  
фамилия, инициалы

АС «СтройПроект»  
В настоящем документе  
прошито пронумеровано  
и скреплено  
Печатью на 3 листах  
Секретарь  
АС «СтройПроект»  
Ильина Е.А.





УТВЕРЖДАЮ:  
И.о. генерального директора  
ОАО «ИЭСК»  
Ю.Н. Терских  
«    »    2019 г.

**ЗАДАНИЕ № 174/18**  
**на разработку проектной и рабочей документации**  
**«Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс**  
**инв № 7000040566 (замена трансформаторов на 2х16 МВА)»**

- 1. Основание для проектирования.**
- 1.1. Договор об осуществлении технологического присоединения № 836/18-ЦЭС от 28.12.2018 г.
- 2. Вид строительства.**
- 2.1. Реконструкция.
- 3. Район и площадка строительства.**
- 3.1. Площадка ПС расположена: Иркутская область, Усольский район, п. Белореченский,
- 4. Объем проектной документации.**
- 4.1. В составе проектной документации выполнить разделы в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденным Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, в объеме, необходимом для прохождения экспертизы и осуществления строительства, в том числе:
  - 4.1.1 Разделы, разрабатываемые в полном объеме:
    - Раздел 1 Пояснительная записка.
    - Раздел 2 Схема планировочной организации земельного участка.
    - Раздел 4 Конструктивные и объемно планировочные решения.
    - Раздел 6 Проект организации строительства.
    - Раздел 7 Проект организации работ по сносу и демонтажу объектов капитального строительства.
    - Раздел 8 Перечень мероприятий по охране окружающей среды.
    - Раздел 9 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.
    - Раздел 11 Смета на строительство объектов капитального строительства.
  - 4.1.2 Разделы, разрабатываемые не в полном объеме:
    - Раздел 5 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений – в объеме подразделов: а, б, в, г, д, ж.
- 4.2. Дополнительно разрабатываемые разделы:
  - Основные технические решения.
- 5. Основные проектные решения.**
- 5.1. Замена Т-1 и Т-2 на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА (ТДНС-16000/35/10-У1(УХЛ1), Ун/Δ-11). Тип трансформатора уточнить при проектировании.
- 5.2. Реконструкция ОРУ-35 кВ, в т.ч.:
  - Замена выключателей вводных, секционных;
  - Замена разъединителей;
  - Замена ТТ-35 кВ;
  - Замена ОПН-35 кВ;
  - Замена порталов и ошиновки 35 кВ;

- Реконструкция ремонтного освещения ОРУ-35 кВ;  
Схему ОРУ-35 кВ принять существующей (№35-5АН без ячеек ТН-35 кВ и ремонтной перемычки).
- 5.3. Реконструкция кабельного хозяйства (лотки, кабели) ОРУ-35 кВ, замена контрольных кабелей на вновь устанавливаемое оборудование и привязку этого оборудования к цепям РЗА и к цепям оперативной блокировки.
- 5.4. Реконструкция ШМ-10 кВ с заменой ОПН, стоек ШМ-10 кВ, замена ТТ вводах 10 кВ и при необходимости на отходящих ВЛ (по результатам расчетов).
- 5.5. Реконструкция внутриплощадочных автомобильных дорог.
- 5.6. Реконструкция системы маслосбора и маслоотведения силовых трансформаторов.
- 5.7. Реконструкция системы заземления и молниезащиты подстанции.
- 5.8. Реконструкция релейных защит с заменой контрольного кабеля отходящих ВЛ 35 кВ Белореченская - Сосновка ц.А ц.Б на ПС 110 кВ Белореченская.
- 5.9. Проектом предусмотреть телемеханизацию и телеуправление на вновь устанавливаемых выключателях.
- 5.10. Тип оборудования телемеханики определить на стадии разработки проектной документации и согласовать с Заказчиком. Оборудование телемеханики должно соответствовать по стандартам, качеству, техническим условиям, иной документации, установленным стандартам работы, требованиям к данной продукции, имеющей сертификаты, паспорта и руководство по эксплуатации. А также стыкующееся с установленным оборудованием телемеханики на филиале ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети». Комплект поставки оборудования должен включать все необходимые для установки и эксплуатации компоненты.
- 5.11. Объем телеинформации с присоединений определить на стадии проектирования.
- 5.12. Объем реконструкции, указанный выше уточнить при разработке ОТР и проектировании.

#### **6. Перечень мероприятий по охране окружающей среды.**

- 6.1. Разработать перечень мероприятий по охране окружающей среды, включая проект санитарно-защитной зоны, в случае, если у проектируемого, реконструируемого объекта уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 0,1 ПДК и/или ПДУ в соответствии с Постановлением Главного государственного врача РФ № 74 от 25.09.2007г. (в действующей редакции) «О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

#### **7. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.**

- 7.1. Разработать мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в объеме достаточном для ввода объекта в эксплуатацию с учетом действующих требований.

#### **8. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.**

- 8.1. Разработка раздела не требуется.

#### **9. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.**

- 9.1. Разработка раздела не требуется.

#### **10. Стадийность проектирования.**

- 10.1. Основные технические решения;
- 10.2. Проектная документация;
- 10.3 Рабочая документация;

#### **11. Пусковые комплексы.**

**11.1. Предусмотреть разработку пусковых комплексов:**

- 1-й пусковой: 1 с.ш. 35 кВ, ячейка СВ-35 кВ, Т-1, реконструкция РЗА ВЛ 35 кВ Сосновка-А на ПС Белореченск;
- 2-й пусковой: 2 с.ш. 35 кВ, Т-2, реконструкция РЗА ВЛ 35 кВ Сосновка-Б на ПС Белореченская.

**11.2. Состав пусковых комплексов уточнить при проектировании.**

**12. Особые условия проектирования и строительства.**

- 12.1.** Сметную документацию разработать в соответствии с исходными данными на разработку сметной документации прилагаемыми к настоящему заданию, Приложение №1;
- 12.2.** В объеме рабочей документации разработать ведомость объемов пусконаладочных работ.
- 12.3.** До начала проектирования разработать раздел ОТР.
- 12.4.** В разделе ОТР представить:
- схему электрическую принципиальную;
  - варианты размещения оборудования, а также вспомогательных сооружений и устройств на территории;
  - конструктивно-строительные решения при реконструкции, необходимость усиления строительных конструкций и фундаментов;
  - технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ОРУ-35 кВ (вариант 1 – вакуумные В-35, выносные ТТ-35; вариант 2 – элегазовые -35 со встроенными ТТ-35; вариант 3 – блочное КРУ-35 кВ в модульном здании);
  - описание этапов реконструкции;
  - схему генплана, определяющую возможность размещения сооружений и производства работ в пределах территории площадки существующей подстанции,
  - расчет токов короткого замыкания (должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах РУ 10 кВ ПС 35 кВ Сельхозкомплекс. По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ, расчет параметров срабатывания устройств РЗ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на ПС 35 кВ Сельхозкомплекс).
- 12.5.** ОТР, проектную документацию, рабочую документацию согласовать с Заказчиком, ИД ОАО «ИЭСК» и другими заинтересованными организациями.
- 12.6.** Производители первичного оборудования определяются в результате проведения конкурсной процедуры в центральной комиссии ОАО «ИЭСК» по подготовленным опросным листам в соответствии с техническими требованиями, разработанными проектной организацией.
- 12.7.** Разработку рабочей документации выполнять после согласования решений ОТР и проектной документации в соответствии с требованиями настоящего задания, технических требований, решениями центральной комиссии ОАО «ИЭСК» о выборе поставщиков оборудования, а также согласно требованиям, Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008г. (в действующей редакции и иным НТД).
- 12.8.** Технические требования на основное оборудование (силовые трансформаторы, высоковольтные выключатели, разъединители, ТТ-35 кВ, ОПН-35 кВ, оборудование телемеханики) подготовить и согласовать с Заказчиком, ИД ОАО «ИЭСК» на стадии разработки проектной документации.
- 12.9.** Разъединители на ОРУ-35 применить с электродвигательными приводами.
- 12.10.** Основное оборудование (силовые трансформаторы, ТТ-35, В-35) должны быть оборудованы системой контроля технического состояния, позволяющей выполнять



ремонт оборудования по фактическому состоянию в соответствии с п.411 Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики.

- 12.11. Произвести расчет уставок РЗА для ячеек 10 кВ и присоединений Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Сельхозкомплекс и отходящих линий ВЛ 35 кВ Белореченская - Сосновка ц.А ц.Б на ПС 110 кВ Белореченская. По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗА и СИ.
- 12.12. Проектом предусмотреть демонтаж и вывоз демонтируемого оборудования для хранения на производственную базу в п. Кутулик, а также оборудование площадки хранения в соответствии с экологическими и пожарными требованиями.
- 12.13. Предусмотреть при необходимости замену щитовых приборов на панели управления и релейных отсеков КРУН для вводов 35 и 10 кВ на ПС Сельхозкомплекс.
  - Предусмотреть затраты на демонтаж старых защит на ПС Белореченская по ячейкам ВЛ 35 кВ Белореченская - Сосновка ц.А ц.Б.
- 12.14. При разработке раздела СМ проекта предусмотреть мероприятия по ПНР в цепях РЗА ПС Белореченская и ПС Сельхозкомплекс.
- 12.15. Проектирование выполнить в соответствии с действующими нормативными документами:
  - «Земельный кодекс Российской Федерации». (№ 136-ФЗ от 25.10.2001г.) (в действующей редакции);
  - «Градостроительный кодекс Российской Федерации». (№ 190-ФЗ от 29.12.2004г.) (в действующей редакции);
  - «Лесной кодекс Российской Федерации». (№ 200-ФЗ от 04.12.2006г.) (в действующей редакции);
  - Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7 издание с исправлениями (в действующей редакции);
  - «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. (РД 34.35.310-97)»;
  - Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. (в действующей редакции) «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» (в действующей редакции);
  - Федеральный закон РФ № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. (в действующей редакции) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
  - «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утвержденные Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008г. (в действующей редакции);
  - «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.248-2017»;
  - «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.55.192-2014;
  - СТО 56947007-29.180.074-2011 Типовые технические требования к силовым трансформаторам 6-35 кВ для распределительных электрических сетей;
  - Стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», утвержденным Приказом ОАО «СО ЕЭС» № 457 от 23.12.2009г. СТО 59012820.29.240.008-2008;
  - Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» СТО 59012820.29.240.001-2011;



- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем» СТО 59012820.29.240.007-2008;
  - Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
  - Стандарт «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (АЧР)» СТО 59012820.29.240.001-2010;
  - «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003г.;
  - «Методические указания по устойчивости энергосистем» СО 153-34.20.576-2003, утверждены Приказом Министерства энергетики РФ № 277 от 30.06.2003г.;
  - Техническая политика АО Евросибэнерго,
  - другие действующие нормативно-технические документы;
- Внутренние документы заказчика предоставляются по запросу.

**12.16.** На каждом этапе предоставления на согласование разработанной документации количество передаваемых Заказчику экземпляров должно составлять не менее:

- 5 комплектов на бумажном носителе, в т.ч. один экземпляр документации должен быть прошит, пронумерован и заверен печатью проектной организации;
- один экземпляр в электронном виде в формате PDF и редактируемом виде MS Office.

**12.17.** Схемы должны быть выполнены в формате PDF и Autocad, в бумажном виде представлены в формате А3 (ГОСТ 2.701-2008 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению) и переданы без ограничений. Форматы листов схем выбирать в соответствии с требованиями, установленными в ГОСТ 2.301 и ГОСТ 2.004.

При выборе форматов следует учитывать:

- объем и сложность проектируемого изделия (установки);
- необходимую степень детализации данных, обусловленную назначением схемы;
- условия хранения и обращения схем;
- особенности и возможности техники выполнения, репродуцирования (печати) и (или) микрофильмирования схем (сканирования);
- возможность обработки схем средствами вычислительной техники.

Выбранный формат должен обеспечивать компактное выполнение схемы, не нарушая ее наглядности и удобства пользования. Формат схемы должен быть таким, что бы в процессе эксплуатации была возможность печати и сканирования стандартными средствами офисной техники, имеющимися у Заказчика - max формат А3.

**12.18.** Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.

**12.19.** Схемы по УРЗА должны быть выполнены формате AutoCad, MS Visio, Adobe Acrobat (PDF).

**12.20.** При направлении откорректированной документации, разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

**12.21.** Генеральный план подстанции должен быть уточнен с учётом выбранного Заказчиком оборудования.

### **13. Срок выполнения работ**

**13.1.** Срок передачи документации Заказчику – по календарному плану к договору на выполнение проектных работ.

### **14. Проектная организация**

**14.1.** Выбор проектной организации на конкурсной основе.

### **15. Заказчик**

**15.1.** Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети».

#### 16. Перечень исходных данных

- 16.1. Сбор необходимых для проектирования исходных данных выполняется проектной организацией, с выездом на объекты Заказчика.
- 16.2. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации на свои объекты для получения необходимой информации и выполнения обмерных работ.
- 16.3. Технический отчет по инженерным изысканиям на объекте 2013-12/2-ИЗ (геология, геодезия, ООО Байкалэлектро, 2015 г.). Выдается по запросу.
- 16.4. Проектная документация «Реконструкция КРУН-10 кВ на ПС 35 кВ Сельхозкомплекс в составе объектов – ПС 35/10 кВ Сельхозкомплекс, инв № 7000040566, - Устройство БССДЗЗ-01 ПС 35/10 кВ «Сельхозкомплекс», инв № 7000005731» 29-17. Выдается по запросу.

Директор филиала



А.И. Щекин