

Главному инженеру филиала «Новая Москва»

Заместителям главного инженера, начальникам служб

То Управления кап. Строительства

## ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЙ ПИР

Прошу согласовать проект: «Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в м.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково». SAP: I-223500

Шифр: НМ-103/23-ПИР-СМР

Начальник РЭС \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Зам. Гл. инженера по эксплуатации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Начальник УРЗА \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Начальник АСДУ \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Начальник УКС \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вх. № \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

**Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в  
т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково  
SAP: I-223500**

Стадия проектирования: **РП**

Шифр: **НМ-103/23-ПИР-СМР**

ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»

---

**Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ  
в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково  
SAP: I-223500**

**РАБОЧИЙ ПРОЕКТ**  
**Шифр НМ-103/23-ПИР-СМР**

Генеральный директор  
ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»

\_\_\_\_\_ Руденков А.С.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

Главный инженер проекта  
ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»

\_\_\_\_\_ Боярин Д.М.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**г. Москва, 2023 г.**

ООО "Инжпроектстрой"

Заказчик: Новая Москва-филиал ПАО "Россети Московский Регион"  
Объект: Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ

по адресу: г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Блочная комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП  
в железобетонной оболочке с двумя трансформаторами  
мощностью 2х250 кВА

2БКТП-250

Шифр: НМ-103/23-ПИР-СМР.ЭС

АЛЬБОМ 1

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Том ЭС

Генеральный директор

А. С. Руденков

Главный инженер проекта

Д. М. Боярин

Москва 2023г.

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°



**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель директора - главный инженер  
Филиала «Новая Москва»

А.С. Степанов

2019г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п.  
Внуковское, д. Внуково

инв №032-993404

МРЭС

1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ	
1.1 Основание для проектирования	Инвестиционная программа Филиала Новая Москва 2019г.
1.2 Заказчик	Филиал Новая Москва ПАО «Московская объединенная электросетевая компания»
1.3. Проектная организация – генеральный проектировщик	
1.4. Вид строительства	Реконструкция.
1.5. Стадийность проектирования	Рабочий проект.
1.6. Назначение реконструируемого объекта	Электроснабжение потребителей ТиНАО г.Москвы.
1.7. Особые условия строительства	Работы в действующих электроустановках.
1.8 Основные технико-экономические показатели	Номинальное напряжение – 10 кВ.
	Выполнить работы:
	1. Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково
1.9. Сроки начала и окончания строительства	В соответствии с приложением к договору строительного подряда.
1.10. Сроки проектирования	В соответствии с приложением к договору строительного подряда.
1.11. Источник финансирования	Амортизация.
2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТНЫМ РЕШЕНИЯМ	
2.1. Архитектурно-планировочные решения	Не требуется.
2.2. Технологические решения и выбор оборудования	1. Взамен существующей ТП-2102 выполнить строительство новой двухтрансформаторной БКТП в габаритах 630 кВА, установить 2 трансформатора мощностью 250 кВА, с номинальным напряжением 10/0,4 кВ., с установкой щита для подключения ПЭС. 1.1 БКТП выполнить в блочном исполнении; 1.2 Кабельный этаж выполнить высотой не менее 1,8 метра; 1.3 БКТП выполнить двухсекционным; 1.4 В БКТП обеспечить монтаж системы АВР в РУ-10 кВ; 1.5 Схему соединения обмоток трансформаторов предусмотреть Y/Zn. Обеспечить возможность круглогодичного подъезда персонала к БКТП. 1.6 В РУ-10 кВ установить ячейки с элегазовой изоляцией типа RM-6 или аналоги: - 2 вводные ячейки; - 1 линейная ячейка; - 2 ячейки на ТМГ; - 1 ячейка СВ.

	<p>1.7 Установить учет со стороны НН, оборудованный системой АСКУЭ.</p> <p>1.8 Установить индикаторы повреждения на КЛ-10 кВ с функцией ОЗЗ и передачей данных на ДП РЭС.</p> <p>1.9 РУ-0,4 выполнить типа ЩРНВ.</p> <p>1.10 Тип и состав оборудования релейной защиты и автоматики согласовать с управлением РЗА.</p>
	<p>1.11 Организовать сбор, обработку и передачу телеинформации на ДП РЭС. Обеспечить внесение объекта с привязкой к телесигнализации в систему Scada. Технические решения, выбор оборудования и схему организации каналов связи согласовать на этапе проектирования с управлением АСДУ.СС филиала Новая Москва. Организовать поставку ЗИПа не менее 15% от установленного оборудования. Состав ЗИП согласовать с управлением АСДУ.СС. По завершению строительства средств ДТУ представить исполнительную документацию заказчику. Проекты по связи и телемеханике выполнить в виде отдельного тома.</p>
	1.2 Выполнить демонтаж существующей ТП и сдать на склад РЭС
	2. Выполнить замену кабельных заходов 10 кВ 2 шт. с кабелем АПвПУГЗ(1х120)/3 в вновь сооружаемую БКТП, ориентировочная протяженность каждой КЛ-10 кВ- 0,035 км.
	2.1 Выполнить монтаж двух кабелей от вновь устанавливаемых ячеек до трансформаторов Т1 и Т2. Применить кабель АПвПУГЗ(1х120)/3, ориентировочная протяженность каждой КЛ-10 кВ- 0,01 км.
	2.2 Выполнить монтаж кабеля 1 шт. от ячейки 1 с.ш. до ячейки 2 с.ш. Применить кабель АПвПУГЗ(1х120)/3, ориентировочная протяженность каждой КЛ-10 кВ- 0,005 км.
	3. Мероприятия по установке приборов учета электроэнергии, состав устройств релейной защиты и автоматики, телемеханики и коммутационных аппаратов определить проектом и выполнить согласно требованиям Технической политики ПАО "Россети", ПАО "МОЭСК" и филиала "Новая Москва", а также Методическим указаниям ПАО "МОЭСК" по применению основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов, по 2 категории надежности электроснабжения.
	<p>4. Выполнить расчет параметров срабатывания устройств РЗА присоединений, к линиям которых выполняется подключение, начиная от подстанции 35-220кВ до реконструируемой РП. Расчет должен содержать токи КЗ в узловых точках схемы электроснабжения и карты селективности.</p> <p>Расчет должен быть согласован в управлении РЗА филиала "Новая Москва"</p>
2.3. Выделение пусковых комплексов.	Не требуется.
<b>3. В СОСТАВЕ ПРОЕКТА ВЫПОЛНИТЬ</b>	
3.1. Раздел «Охрана окружающей среды»	Выполнить раздел в соответствии с действующими нормативными документами.
3.2. Раздел «Противопожарные мероприятия»	Не требуется.
3.3. Раздел «Энергосберегающие мероприятия»	Не требуется.
3.4. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и предупреждение чрезвычайных ситуаций.	Не требуется.



3.5. Оформление земельно-правовых отношений.	Не требуется.
3.6. Бизнес-план	Не требуется.
3.7. Тендерная документация	Не требуется.
3.8. Выполнение экземпляров проекта	Проектировщик предоставляет заказчику количество экземпляров согласно договора подряда.
<b>4. ПРОЧИЕ СВЕДЕНИЯ</b>	
4.1. Исходные данные, передаваемые заказчиком проектной организации	Техническое задание в двух экземплярах
4.2. Согласование проекта	Проектировщик согласовывает и защищает проект во всех заинтересованных организациях, в т.ч.:
	- в Управлении по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора г. Москва;
4.3. Предоставление схемы реконструированного участка с отображением:	Демонтируемого в ходе реконструкции оборудования(с указанием протяженности демонтируемых участков ЛЭП, если таковые имеются);
	Места врезки( при строительстве отпайки от существующей линии);
	Параметров изменяемых участков существующей линии (марка провода/кабеля, длина до места врезки от ближайших отпаечных опор, ПС и ТП).

Заместитель главного  
инженера по РС

 /Е.В.Иванов/

Руководитель  
проектной организации

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

Начальник СРС

 /В.С. Фадеев/

Главный инженер проекта

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

Начальник МРЭС

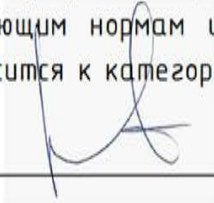
 \_\_\_\_\_/

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

Ведомость рабочих чертежей основного комплекта 2БКТП 400-1250кВА производства ООО «ЭП-А»		
Лист	Наименование	Примечание
	Заглавный лист	
1	Общие данные	на 3х л.
2	Порядок заполнения привязки однолинейной схемы и компоновки оборудования, кабельного журнала.	на 2х л.
3	Схема электрическая принципиальная в однолинейном исполнении с ШНН-ЭПА на 14 присоединений	
4	Компоновка оборудования.	
5	Установка УСПД	
6	Камера силового трансформатора 10/0,4кВ	
6а	Камера силового трансформатора 20/0,4кВ	
7	Привязка трансформаторов в трансформаторном отсеке.	
8	Разрез 1-1	
9	Разрез 2-2	
10	Разрезы 3-3, 4-4	на 2х л.
11	Внутренний контур заземления. План.	
12	Заземление. Конструктивные элементы и узлы.	
13	Внешний контур заземления. План	
14	Конструкция глубинного электрода заземления.	
15	План раскладки силовых кабелей	
16	Освещение. План	
17	Отопление. План.	
18	План раскладки кабелей АВР	
19	План раскладки цепей учета	
20	Внешний вид панели учета	
21	План стандартного расположения труб.	
22	Объемные Пряжки. Виды.	
23	Привязка труб в объемных пряжках.	
24	Компоновка оборудования. Взаимозаменяемость с КРУЭ RM6.	


Безопасная эксплуатация объекта по данному проекту обеспечивается при условии соблюдения действующих, Правил пожарной безопасности, Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правил техники безопасности, эксплуатационных инструкций и др. нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию и обслуживание действующих электроустановок и электрооборудования.

Проект соответствует действующим нормам и правилам взрыво-пожаробезопасности. По взрывопожарной опасности ТП относится к категории В-1 (П-I).

Главный инженер проекта  Попов С.В.

Ведомость прилагаемых и ссылочных документов		
Лист N	Наименование	Примечание
	Прилагаемые документы	
	Опросный лист КРУЭ ЭПА луч А.	
	Опросный лист КРУЭ ЭПА луч Б.	
	Внешний вид ШНН-ЭПА-14 2500(1600)	
	Внешний вид ШНН-ЭПА-6 2500(1600) с автоматическими выключателями 2500 А	
	Установка трансформаторов тока на вводных выключателях нагрузки и отходящих фидерах. Узлы.	
	Установка трансформаторов тока на отходящих автоматических выключателях. Узлы.	
	Установка секционных выключателей нагрузки.	
	Схема электрическая принципиальная ШПСН-ЭПА.	
	Схема электрическая принципиальная АВР 6-20.	
	Спецификация оборудования, изделий и материалов.	
	Ссылочные документы	
ПУЭ изд. 6-7	Правила устройства электроустановок.	
СНиП 2.07.07-89	Строительные нормы и правила.	
СНиП 11-01-95	Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений.	
СП 31-110-2003	"Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий".	
	Ведомость основного комплекта	
	Электрооборудование трансформаторной подстанции	
	Архитектурно-строительные решения	

Привязан:			
Арх. №		Подпись	

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		
Гип		Боярин				Стадия	Лист	Листов
Разработал		Боярин				Р	1.1	
Проверил		Гончарук				Общие данные		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"



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

Общие данные.

Привязочный альбом разработан на основании типового проекта, утвержденного Приказом №550 от 26.05.2022г. ПАО «Россети – Московский регион», для применения в филиале Московские Кабельные Сети.

Проект соответствует действующим нормам и правилам взрыво-пожаробезопасности. Безопасная эксплуатация объекта по данному проекту обеспечивается при условии соблюдения действующих правил техники безопасности и эксплуатационных инструкций и соответствия сооружений, оборудования, схем и условий строительно- монтажных работ проектным требованиям.

Степень огнестойкости здания – II согласно СНиП 21-01-97 (табл. 4). Категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности –“В-1(П-1)”.

I. Назначение и область применения.

Комплектная трансформаторная подстанция типа 2БКТП 400–1250кВА (К) с АИИСКУЭ с двумя трансформаторами мощностью 400–1250кВА в габаритах 5,05х6,0м предназначена для электроснабжения энергоемких потребителей жилищно-коммунальной и общественной застройки г. Москвы.

2БКТП конструктивно состоит из двух железобетонных блоков (два блока для размещения основного электрооборудования с помещением для АИИС КУЭ и два блока объемных приямков габаритами 2500х6000мм), представляет собой готовое изделие, полностью укомплектованное оборудованием.

Конструкция 2БКТП обеспечивает возможность быстрой ее изготовления и монтажа ввиду однотипности устанавливаемого оборудования, а также обеспечивает быстроту замены трансформаторов с целью увеличения мощности без существенных затрат на ее реконструкцию.

2БКТП разработана для применения в электрических сетях 6–10,20кВ с двухлучевой схемой питания для узловой подстанции с 6–ю внешними кабельными линиями 6–10, 20кВ.

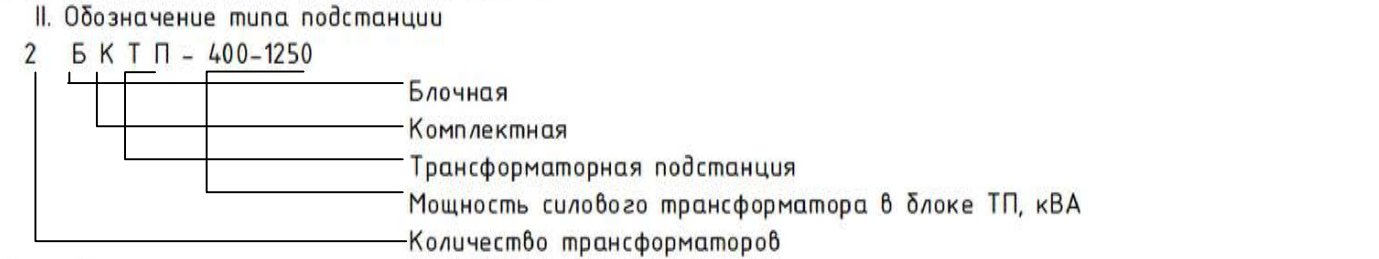
Для подключения энергоемких потребителей и соблюдения селективности защит проектом предусматривается установка комбинированных сборок 0,4кВ ШНН-ЭПА с отходящими автоматическими выключателями и предохранитель-выключатель –разъединителями (тип, номинальные токи указываются при привязке)

Проектом предусматривается телемеханизация БКТП в соответствии с утвержденными типовыми техническими решениями объемах ТС, ТИ, ТУ. Выполняется по отдельному типовому проекту телемеханизации БКТП.

Для организации учета электроэнергии проектом предусмотрена установка трансформаторов тока на вводах РУ–0,4кВ, а также на отходящих линиях 0,4кВ (согласно однолинейной схеме). В помещении АИИС КУЭ устанавливается панель учета (с возможностью установки до 15 счетчиков). АИИС КУЭ представлена в отдельном проекте. Система учета электроэнергии обеспечивает интеграцию с системой АИИС КУЭ ПАО «Россети- Московский регион» – филиал Московские кабельные сети

Полный перечень оборудования, изделий и материалов поставляется комплектно с 2БКТП 400–1250кВА (К) и приведен в заводской комплектовочной ведомости.

Все изменения в однолинейной схеме и компоновке 2БКТП должны согласовываться главным инженером Филиала ПАО “Россети Московский регион”.



III. Техническая характеристика БКТП.

Номинальная мощность силовых трансформаторов – 400–1250 кВА;  
Первичное напряжение – 6–10,20 кВ;  
Вторичное напряжение – 0,4/0,23 кВ;  
Частота переменного тока – 50 Гц;  
Номинальный ток РУСН функция С – 630 А.  
Номинальный ток РУСН функция V – 630 А.  
Номинальный ток РУНН – 2500А.

IV. Заземление.

Внутренний контур заземления смонтирован в заводских условиях в соответствии с ПУЭ п.1.17. Выполнение единого замкнутого внутреннего контура заземления осуществляется после установки модулей ТП в проектное положение на объекте сваркой перемычек из полосовой стали 40х4мм.

Монтаж внешнего контура выполняется в соответствии с ПУЭ п.1.7 и СП 76.13330.2016 после установки БКТП в проектное положение на объекте. Выпуски внутреннего контура к внешнему контуру заземления выполнить из полосовой стали 40х4 через гильзы в стенах БКТП.

Проектом предусматривается наружное защитное устройство заземления, состоящее из вертикальных, в том числе “глубинных” (с индивидуальным замером сопротивления каждого глубинного электрода) и горизонтальных заземлителей.

При неудовлетворительных результатах замеров сопротивления заземляющего устройства внешнего контура заземления устанавливаются дополнительные заземлители или производится монтаж специальных “глубинных” заземлителей. Места установки “глубинных” заземлителей уточняются по месту.

К внутреннему контуру заземления должны быть присоединены:

- нейтрали и корпуса силовых трансформаторов;
- нулевые рабочие провода “N” и нулевые защитные провода “РЕ” линий 0,4кВ;
- металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением, вследствие повреждения изоляции.

Для зануления переносных электробытовых приборов от распределительных щитов к розеткам прокладывается третий (нулевой защитный) провод сечением равным сечению фазного провода, при этом нулевые рабочий и защитный проводники следует подключить к разным контактным зажимам.

Допустимое значение сопротивления заземляющего устройства составляет не более 0,5 Ом.

V. Молниезащита

Подстанция разработана для применения в электрических сетях городских жилищно-коммунальных, общественных и промышленных объектов, а также зон индивидуальной застройки и находится в зоне защиты других сооружений, специальных мер по молниезащите не требуется. Металлическая арматура каркасов наземных блоков и приямков, а также металлическая крыша имеют жесткую металлическую связь с внутренним контуром заземления, что соответствует РД 34.21.122–87 “Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений” Минэнерго РФ и СО–153–34.21.122–2003 “Инструкция по устройству молниезащиты зданий, и сооружений и промышленных коммуникаций”.

В случае установки БКТП на открытой местности или непопадания в эффективную зону защиты ближайших систем молниезащиты, необходимо руководствоваться РД 34.21.122–87 и СО–153–34.21.122–2003.

VI. Собственные нужды

Питание собственных нужд осуществляется от шкафов ШПСН-ЭПА, запитанных от автоматических выключателей 100А, установленный в ШНН-ЭПА.

В ШПСН-ЭПА установлен понижающий однофазный трансформатор на напряжение 12В мощностью 0,25кВт. В состав остальной нагрузки собственных нужд входит:

На напряжение ~220В:

- освещение;
- отопление;
- обогрев приводов КРУЭ ЭПА.

На напряжение 12В:

- переносное освещение;
- освещение трансформаторных отсеков.

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
						Изм.	Кол.уч.	Лист
						№док.	Подп.	Дата
Привязан:						ГИП	Боярин	
						Разработал	Боярин	
						Проверил	Гончарук	
Арх. №						Общие данные (начало)		
Подпись						ООО “ИНЖПРОЕКТСТРОЙ”		

Стадия	Лист	Листов
Р	1.2	



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

VII. Освещение

Освещение БКТП выполнено в соответствии с ПУЭ раздел 6.2.

Освещение БКТП предусмотрено от шкафов питания собственных нужд (ШПСН-ЭПА). Через автоматические выключатели питание подается на клавишные выключатели, установленные при входе в помещения. Напряжение сети общего освещения ~220В, камер трансформаторов и переносного освещения ~12В.

Для освещения применяются светодиодные лампы.

В отсеках силовых трансформаторов установка светильников выполнена на поворотных кронштейнах, с фиксирующим элементом для удобства обслуживания с возможностью замены ламп в светильниках без отключения силовых трансформаторов.

Все розетки 220В в ШПСН-ЭПА подключены через УЗО на 25А 30 мА.

VIII. Обогрев и вентиляция

В БКТП предусмотрен обогрев приводов КРУЭ ЭПА. Нагревательные элементы в КРУЭ ЭПА подключены к терморегулятору с датчиком типа ITR-3, который запитывается от ШПСН-ЭПА.

В помещениях АИИС КУЭ установлены электрические печи 1кВт (220В) и подключены к терморегулятору с датчиком типа ITR-3, который запитывается от ШПСН-ЭПА.

Терморегуляторы устанавливается на стене в пластиковом боксе, на высоте 1,9 м от уровня пола БКТП. Рекомендуется срабатывания датчика ITR-3 не ниже+5 С.

Вентиляция помещений БКТП предусмотрена естественная через жалюзийные решетки в дверях, имеющих механические задвижки, которые следует закрывать в зимний период времени.

В отсеке силового трансформатора вентиляция с естественной циркуляцией воздуха. Жалюзийные решетки предусмотрены на створках ворот (с возможностью закрывать на зимний период) и во внешней стене отсека трансформатора.

X Порядок привязки проекта.

Альбом 1 привязывается в соответствии с порядком заполнения привязки – лист 2:1

А) Выбрать вариант схемы На листе “Схема электрическая принципиальная в однолинейном исполнении»” в таблицах проставляются величины в соответствии с указаниями по привязке данного листа.

На этом же листе производится согласование эксплуатационного района ПАО “Россети Московский регион”.

Данный лист с согласованиями района и СРЗА филиала ПАО “Россети Московский регион”, а также Управления Ростехнадзора, одновременно служит опросным листом для заказа 2БКТП у завода-изготовителя.

Б) заполнить опросные листы на КРУЭ ЭПА (номинальное напряжение, направления, марки и сечения кабельных линий)

В) На листе “Компоновка оборудования” указываются тип, мощность и номинальное напряжение силового трансформатора, а также тип РУ-0,4кВ.

В) На листе “Заземление” уточняется расположение заземлителя БКТП и при необходимости изменяется его конфигурация и количество электродов заземления.

Г) Привязка труб с указанием длин выполняется на листе “План стандартного расположения труб”. В случае необходимости применения нестандартного расположения труб размещение и длины труб указываются на листе “Привязка труб в объемных приямках.”

Д) В заказной спецификации на оборудование и материалы БКТП необходимо вычеркнуть ненужные типы оборудования, проставить технические характеристики и количество.

Е) Заполнить штампы привязки.

Вниманию проектировщика согласующих организаций!


Привязочный альбом разработан на основании типового проекта, утвержденного Приказом №550 от 26.05.2022г. ПАО «Россети – Московский регион», для применения в филиале Московские Кабельные Сети под строительную часть и комплектующие изделия завода-изготовителя ООО «ЭнергоПром-Альянс», поэтому заменять тип, а также расположение оборудования и размеры строительных элементов категорически запрещено.

Привязочный альбом необходимо согласовать:

- с эксплуатационным районом филиала ПАО “Россети Московский регион”;
- с управлением Ростехнадзора.
- Уставки защит с картой селективности согласовать с СРЗА ПАО “Россети Московский регион” – филиала Московские кабельные сети.
- Метрологические характеристики трансформаторов тока, счетчиков электроэнергии и организацию передачи данных в систему АИИС КУЭ согласовать с филиалом ПАО “Россети Московский регион”– Энергоучет.

Допускается замена отходящих автоматических выключателей, а также автоматических выключателей собственных нужд в ШНН-ЭПА, на аналогичные с сохранением технических характеристик, а также разрешенные к применению филиале ПАО “Россети Московский регион” – Московские кабельные сети, при условии согласования карты селективности защит с СРЗА филиала.

Заводом-изготовителем допускается замена трансформаторов тока ТТ-Б (Aster) на аналогичные, при условии соответствия метрологических характеристик и внесение в реестр средств измерения РФ, а также разрешенные к применению в филиале ПАО “Россети Московский регион” – Московские кабельные сети.

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин					Р	1.3	
Разработал		Боярин							
Проверил		Гончарук				Общие данные (окончание)	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

Порядок заполнения привязки однолинейной схемы:

Выбрать вариант схемы:

- лист 3а – при использовании ШНН–ЭПА на 14 отходящих присоединений без отх. авт. выключателей  
лист 3б – при использовании ШНН–ЭПА на 8 отходящих присоединений и отходящих автоматических выключателей с номинальными токами: 1000А, 1250А, 1600А, 2000А;  
лист 3в – при использовании ШНН–ЭПА на 6 отходящих присоединений отходящих автоматических выключателей с номинальным током 2500А

На схеме указать значения:

1. Номинальные напряжения, марка, сечение токопроводящих жил и экранов  
внешних кабельных линий среднего напряжения (\*)  
2. Номинальное напряжение, марка, сечение токопроводящих жил и экранов  
внутренних перемычек среднего напряжения (ненужное вычеркнуть)

- Сечение экрана кабеля 10 кВ составляет:  
для кабелей 1х95 – 25мм<sup>2</sup>  
для кабелей 1х120 – 35мм<sup>2</sup>  
для кабелей 1х240 – 50мм<sup>2</sup>  
– Сечение экрана кабеля 20 кВ составляет:  
для кабелей 1х95 – 16мм<sup>2</sup>  
для кабелей 1х120 – 16мм<sup>2</sup>  
для кабелей 1х240 – 25мм<sup>2</sup>

Пример:

АПВВнг-LS-10  
3х(1х ~~120~~ 240 / ~~35~~ 50)  
АПВВнг-LS-20  
3х(1х 120 ~~240~~ / 16 ~~35~~)

3. Тип (например: –мш, Х1К1, ТМГ12), мощность, номинальное напряжение силового трансформатора, (\*\*)  
4. Количество жил кабельных перемычек от силового трансформатора до РУ–0,4кВ (\*\*\*)  
"Ф" (фазы) для трансформаторов мощностью:  
400–630кВА сечение – 3х2х(1х300)  
1000–1250кВА сечение – 3х4х(1х300)  
"О" (нуль) для трансформаторов мощностью:  
400–630кВА сечение – 1х(1х300)  
1000–1250кВА сечение – 2х(1х300)

Пример: ВВГнг-LS-1\*\*\*  
3 х ~~4~~ 4 х ( 1х300 )  
ВВГнг-LS-1\*\*\*  
~~2~~ 2 х ( 1х300 )

6. Привязка РУ–0,4кВ:

ШНН –ЭПА \_\_\_\_ – 2500 (1600) – \_\_\_\_ (\_\_\_\_)  
шкаф низкого напряжения 0,4кВ  
производства ООО "ЭП–А"  
количество отходящих фидеров указывается при привязке:  
–14 (без отх. авт. выкл.)  
–6 (для отх. авт. выкл. 2500А)  
–8 (для отх. авт. выкл. 1000–2000А)  
номинальный ток вводного выключателя нагрузки VC5P  
номинальный ток секционного выключателя нагрузки VC5P  
указывается в случае применения комбинированного ШНН–ЭПА:  
номинальный ток отходящего автоматического выключателя  
марка автоматического выключателя:  
Н – автомашеские выключатели HGS (Hyundai)

- Характеристики РУ–0,4кВ (\*\*\*\*):  
–выбрать схему, заполнить тип ШНН–ЭПА;  
–указать номинальный ток и коэффициент трансформации трансформаторов тока на вводах РУ–0,4кВ  
Выбор номинала трансформаторов тока (ТТ–Б Aster):  
400кВА – 800/5 кл.точ. 0,5с 1000кВА – 2000/5 кл.точ. 0,5с  
630кВА – 1200/5 кл.точ. 0,5с 1250кВА – 2500/5 кл.точ. 0,5с  
Характеристики присоединений на предохранитель–выключатель–разъединителях (\*\*\*\*):  
–Расчетный ток и мощность послеаварийного режима кабельных линий НН  
–Ток плавкой вставки предохранителей для защиты кабельных линий НН  
–Номинальный ток и кл.точности трансформаторов тока на отх. линиях

Характеристики присоединения на отходящем автоматическом выключателе (\*\*\*\*)  
Указать номинальный ток 1000А, 1250А, 1600А, 2000А, 2500А (в случае применения схемы на листе 3б).

Допускается замена отходящих автоматических выключателей, а также автоматических выключателей собственных нужд в ШНН–ЭПА, на аналогичные с сохранением технических характеристик, а также разрешенные к применению ПАО "Россети Московский регион", при условии согласования карты селективности защит с СРЗА филиала.

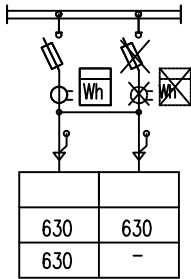
- Наименования, марка, количество (ненужные кабели зачеркнуть) и сечение внешних кабельных линий НН (Диспетчерские наименования)  
– Расчетный ток и мощность послеаварийного режима кабельных линий НН  
– номинальный ток и типоразмер трансформаторов тока:  
ТТ–Б 80 для автоматических выключателей 1000А, 1250А  
ТТ–Б 100 для автоматических выключателей 1600А, 2000А, 2500А

Заводом–изготовителем ООО "ЭП–А" допускается замена трансформаторов тока ТТ–Б (Aster) на аналогичные, при условии соответствия метрологических характеристик и внесение в реестр средств измерения РФ, а также разрешенные к применению в ПАО "Россети Московский регион" – филиале Московские кабельные сети.

Пример привязки отходящего автоматического выключателя  
(привязано курсивом)

HGS с расц. GPR LP		Wh			
N авт. выкл./фидера		QF1			
Наименование линии ****		ГРЩ–1			
Кабель ****	Марка	АПВВШнг(э)	АПВВШнг(э)	АПВВШнг(э)	АПВВШнг(э)
	Сечение, мм	(4х240)	(4х240)	(4х240)	(4х240)
Мощность, кВт ****		900			
Расчетный ток, А ****		1382			
Ном.ток моноблока/авт. выкл. А		1000	1250	1600	2000
Ток плавкой вставки А ****		см. карту селективности защит			
Тр–ры тока, Iп ****/5А		ТТ–Б 100–1500 /5			
Тр–ры тока, кл.точн. ****		0,5с			
N счетчика ЭЭ		1.1			

При использовании сдвоенных линий НН они присоединяются через один предохранитель с током плавкой вставки не более 630А и между местами их присоединения устанавливается перемычка.  
Параллельная работа 2–х и более предохранителей не допускается!



Привязан:

Арх. №

Подпись

ШИФР: НМ–103/23–ПИР.ЭС

Реконструкция РУ–10кВ ТП–2102 с заменой ячеек РУ–10 кВ  
в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр–ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
ГИП	Боярин						Р	2.1	
Разработал	Боярин					Порядок заполнения привязки однолинейной схемы и компоновки оборудования, кабельного журнала.	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
Проверил	Гончарук								





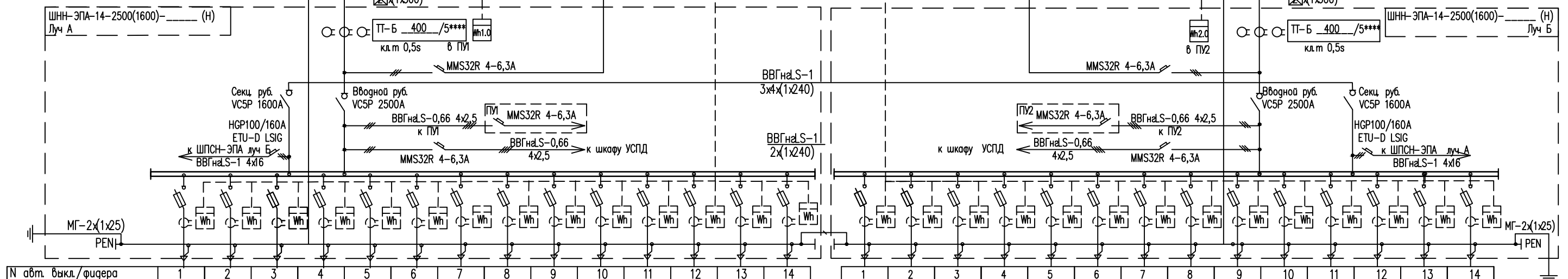
Номер ячейки	1	3	5
Наименование линии	Луч А	Т-А	Блок КЛ
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АП8Внг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)	АП8Внг-LS-10* 3х(1х95/25)	АП8Внг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АП8Внг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)	АП8Внг-LS-20* 3х(1х95/16)	АП8Внг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)
Функция	С	V	С
КРУЭ ЭПА	СВН	ВВ	ШВН

Номер ячейки	7	9	11	13
Наименование линии	Блок Т-А	Ввод с ТП-2103	Резерв	Резерв
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АП8Внг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)	АП8Пуг-10* 3х(1х120/35)	АП8Пуг-10* 3х(1х120/35)	АП8Пуг-10* 3х(1х120/35)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АП8Внг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)	АП8Пуг-20* 3х(1х120/46/25)	АП8Пуг-20* 3х(1х120/46/25)	АП8Пуг-20* 3х(1х120/46/25)
Функция	С	С	С	С
КРУЭ ЭПА	ШР	ЛВН	ЛВН	ЛВН

Номер ячейки	14	12	10	8
Наименование линии	Резерв	на ТП-2119 яч.1	Ввод с КРУН-24 яч.3	Блок Т-Б
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АП8Пуг-10* 3х(1х120/35)	АП8Пуг-10* 3х(1х120/35)	АП8Пуг-10* 3х(1х120/35)	АП8Внг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АП8Пуг-20* 3х(1х120/46/25)	АП8Пуг-20* 3х(1х120/46/25)	АП8Пуг-20* 3х(1х120/46/25)	АП8Внг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)
Функция	С	С	С	С
КРУЭ ЭПА	ЛВН	ЛВН	ЛВН	ШР

Номер ячейки	6	4	2
Наименование линии	Блок КЛ	Т-Б	Луч Б
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АП8Внг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)	АП8Внг-LS-10* 3х(1х95/25)	АП8Внг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АП8Внг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)	АП8Внг-LS-20* 3х(1х95/16)	АП8Внг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)
Функция	С	V	С
КРУЭ ЭПА	ШВН	ВВ	СР

- М - моторный привод  
 Б - дополнительные блок-контакты  
 БЭМП-Р-АП - реле защиты  
 ⊕ - обогревающий элемент  
 ТМ - устройство ТМ  
 УТЗ (указатель тока КЗ)  
 ⊗ - индикатор наличия напряжения  
 Y - шпильки для питания КЛ  
 ○ - Трансформаторы тока



N авт. выкл./фидера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование линии *****														
Кабель *****														
Марка														
Сечение, мм														
Мощность, кВт *****														
Расчетный ток, А *****														
Ном.ток моноблока/авт выкл.А	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
Ток плавкой вставки, А *****	250	250	250	250	630	400	250	250	250	250	250	250	250	250
Тр-ры тока, Iп *****/5А														
Тр-ры тока, кл.точн. *****														
N счетчика ЭЭ														

N авт. выкл./фидера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование линии *****														
Кабель *****														
Марка														
Сечение, мм														
Мощность, кВт *****														
Расчетный ток, А *****														
Ном.ток моноблока/авт выкл.А	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
Ток плавкой вставки, А *****	250	250	250	250	250	400	250	250	250	250	250	250	250	250
Тр-ры тока, Iп *****/5А														
Тр-ры тока, кл.точн. *****														
N счетчика ЭЭ														

Порядок заполнения привязки однолинейной схемы указан на листе 2.1

Электрооборудование, примененное в данном проекте, к моменту включения ТП должно быть согласовано

КДО ПАО "Россети- Московский регион" или аттестовано в ПАО "Россети"

тип трансформатора тока:

ТШ-ЭК-0,66 М7АК285-10Р10-5-400/5 У2 - с дополнительной испытательной обмоткой

НМ-103/23-ПИР

Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ  
в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

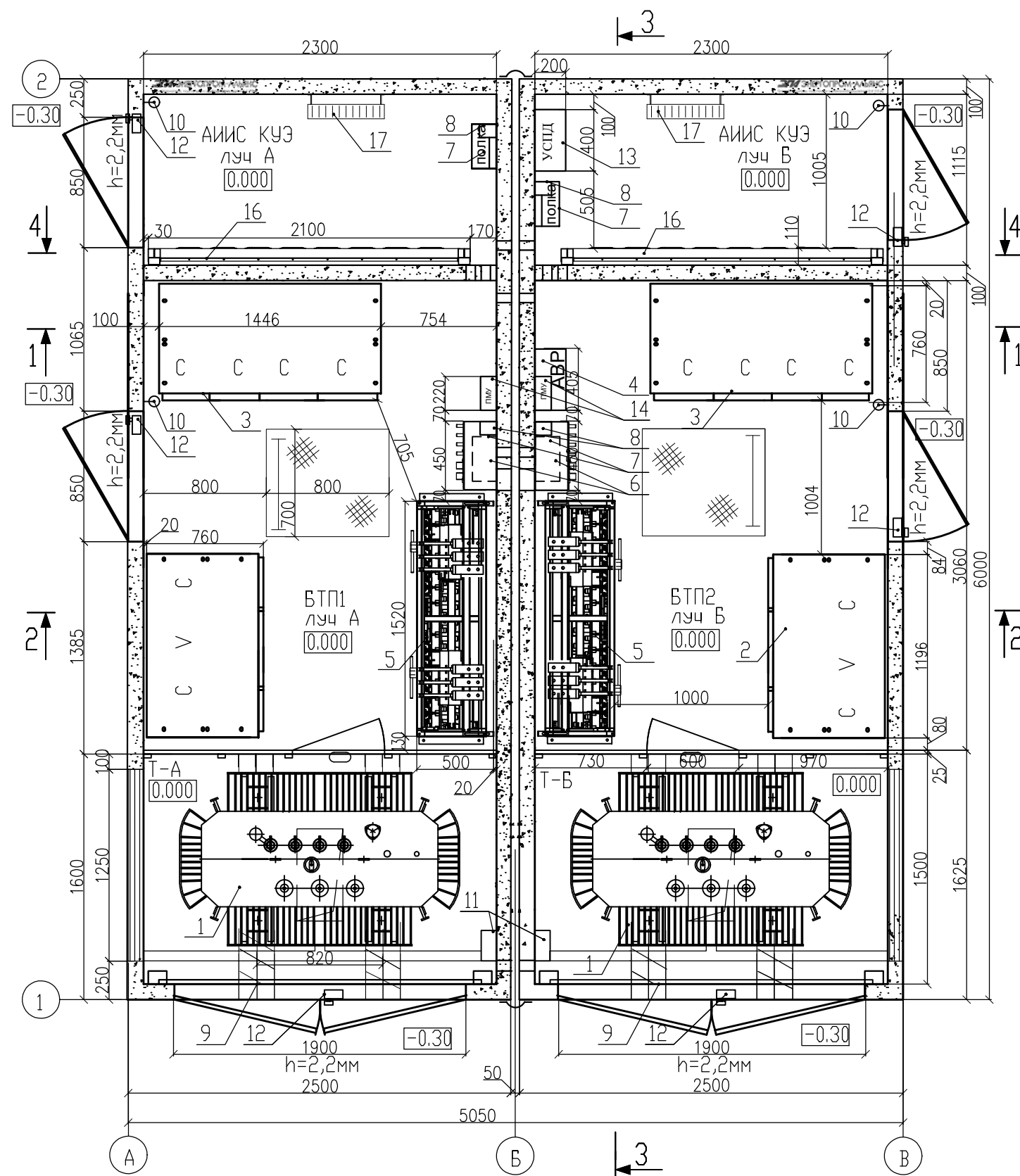
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Боярин			
Нач.отд.		Гончарук			
Проверил					
ГИП		Боярин			
Н.контр					

Блочная комплектная трансформаторная  
подстанция в ж/б оболочке с силовыми  
трансформаторами мощностью 2х250кВА

Стадия	Лист	Листов
Р	3	

Принципиальная однолинейная схема

ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"



Поз	Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
1	ТМГ 250 кВА У/ЗН-11 **	Трансформатор силовой масляный герметичный	2	
2	КРУЭ ЭПА функции SVC	Комплектное РУ (трансформаторный блок)	2	
3	КРУЭ ЭПА функции СССС	Комплектное РУ (кабельный блок)	2	
4	АВР 6-20 TV	Устройство автоматического ввода резерва	1	
5	ШНН-ЭПА-14-2500(1600)*****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 14 присоединений	2	
	ШНН-ЭПА-8-2500(1000)- (Н)*****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 8 присоединений и одним отх а/в: - HGS 250 А с расцепителем GPR LP		
	ШНН-ЭПА-6-2500(1600)-2500 (Н) *****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 6 присоединений и одним отх а/в : - HGS 2500 А с расцепителем GPR LP		
6	ШПСН-ЭПА	Шкаф питания собственных нужд	2	
7	А-300.04.00.00А	Полка инвентарная	4	
8	ITR-3	Терморегулятор с датчиком в боксе (10А, 220В)	4	
9	ЭПА 016.00.00.000	Барьер съемный	2	
10	ШО-15У1 (ШУ-35У1 для 20кВ)	Изолирующая штанга	4	
11	ЭПА 006.01.00.000	Кожух для защиты кабеля	2	
12	ИО-102-20	Конечный выключатель	6	
13	УСПД	Шкаф УСПД	1	см. примечания п.2.3
14	ПМУ	Пост местного управления	2	см. примечания п.2.3
15	ЭСИ 300.11.00 Б	Инвентарная подставка	2	
16	ПУ1, ПУ2	Панель учета со счетчиками согласно схеме	2	до 15 счетчиков
17	ЭВНБ-1,0/220 УХЛ4	Печь электрическая 1кВт, 220В	2	

#### Примечания:

1. Электрооборудование, примененное в данном проекте, к моменту включения ТП должно быть согласовано КДО ПАО "Россети- Московский регион" или аттестовано в ПАО "Россети".

2. Тип, изготовитель, комплектация УСПД, ПМУ определяется по отдельному проекту.

3. Система учета электроэнергии обеспечивает интеграцию с системой АИИС КУЭ ПАО "Россети-Московский регион".

4. Высота наземных блоков в чистоте - 2480мм, объемных прямков в чистоте - 1500мм

5. На компоновке показаны:

- силовой трансформатор ТМГ12 1250/10.
- ШНН-ЭПА-8-2500(1600)-2000(Н)

Привязку силовых трансформаторов в трансформаторном отсеке см. лист 7.


6. 2БКТП производства ООО "ЭП-А" представляет собой готовое изделие, полностью укомплектованное оборудованием.

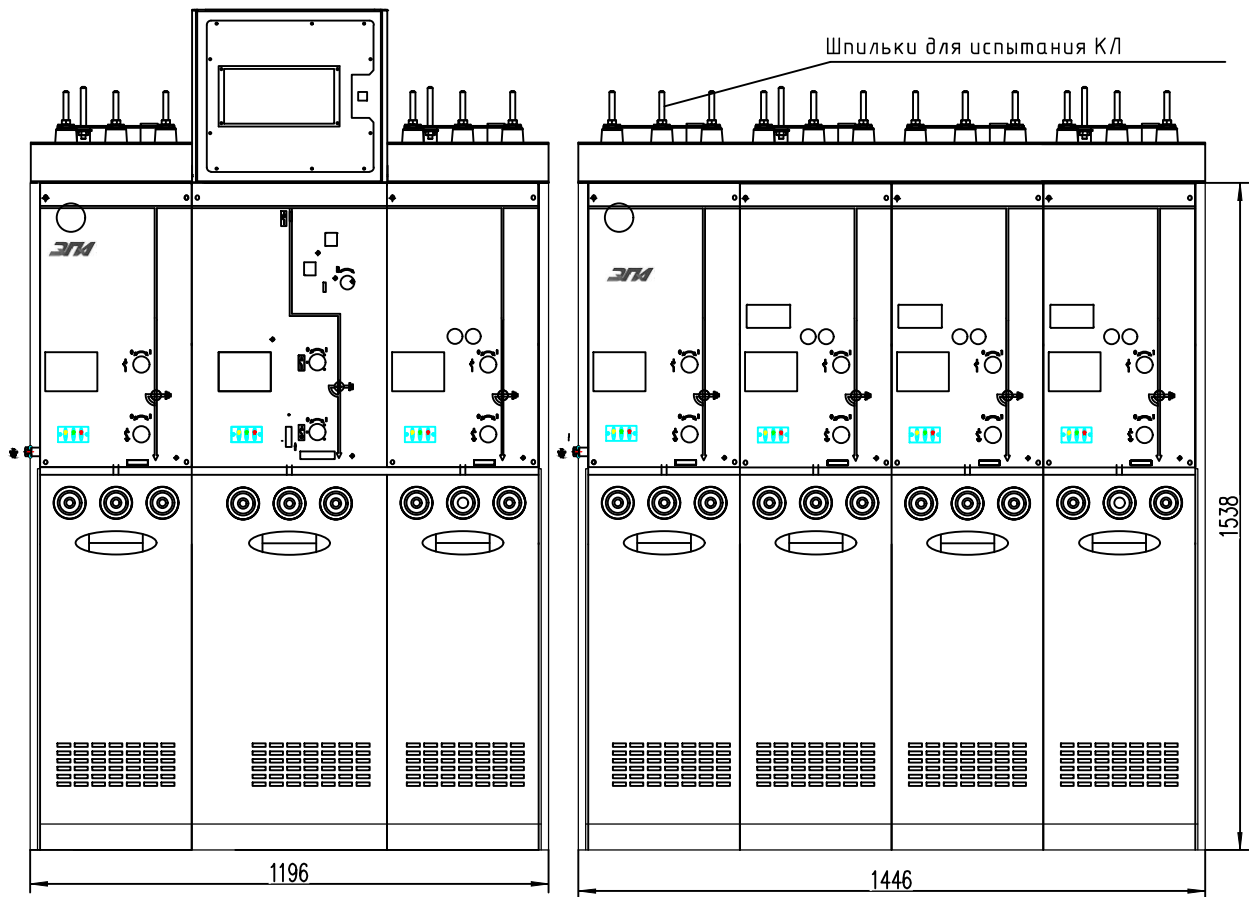
\*\* п.1 Указать тип (например: ХК1, ТМГ12), мощность, номинальное напряжение силового трансформатора,

\*\*\*\*\*п. 5 указать тип ШНН-ЭПА (в соответствии с листом 2.1 (ненужное зачеркнуть))

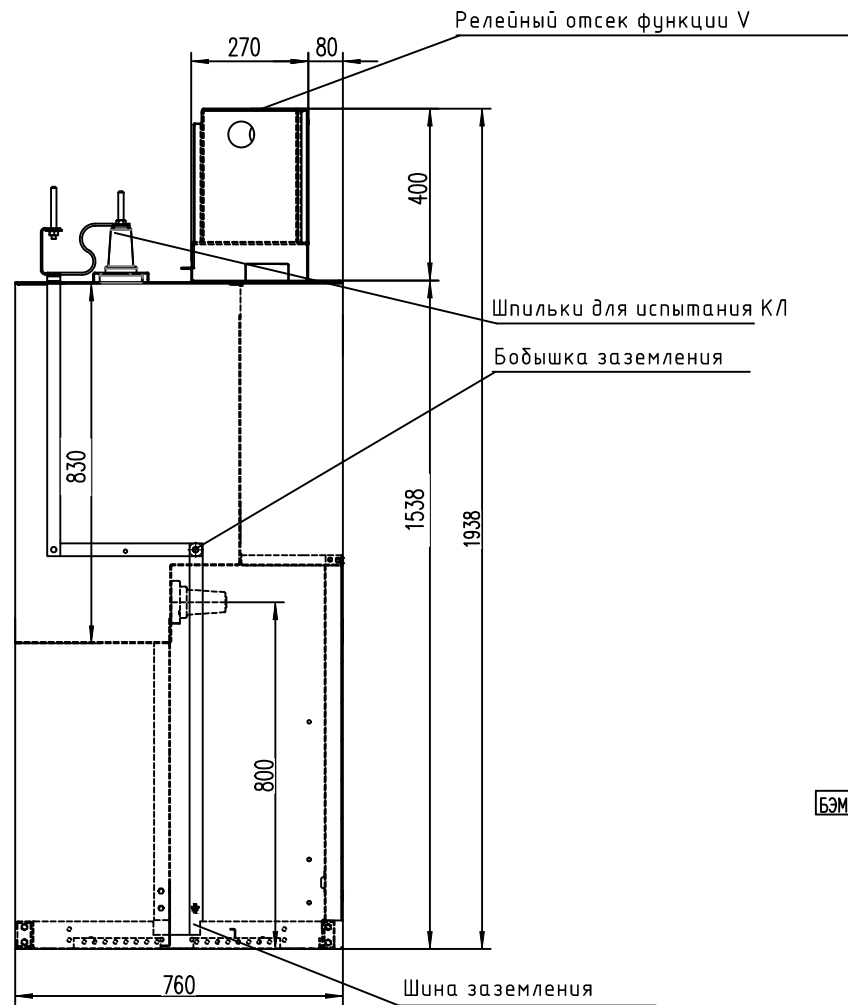
в случае применения комбинированного ШНН-ЭПА указать номинальный ток отходящего авт, выкл.

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°
---------------	--------------	---------------

						НМ-103/23-ПИР			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция в ж/б оболочке с силовыми трансформаторами мощностью 2х250кВА	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Боярин						Р	4	
Нач.отд.	Гончарук								
Проверил									
						Принципиальная однолинейная схема	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
ГИП	Боярин								
Н.контр									



КРУЭ ЭПА трансформаторный блок (CVC)      КРУЭ ЭПА кабельный блок (СССС)



- Ⓜ - моторный привод
- Ⓛ - дополнительные блок-контакты
- БЗМП-РУ-АП - реле защиты
- ⊖ - обогревающий элемент
- ТМ - устройство ТМ
- И - УТЗ (указатель тока КЗ)
- ⊗ - индикатор наличия напряжения
- Y - шпильки для испытания КЛ
- ○ ○ - Трансформаторы тока


1 Наименование моноблока			Блок Т-А			Блок КЛ луч А			
2 Ном. напряжение, кВ		6,3 10 20 кВ							
3 Ном. ток сборных шин, А		630 А							
4 Схема первичных соединений КРУЭ 6,3 10 20 кВ ЭПА									
5 Назначение ячейки			СВН	Т-А	ШВН	ШР	ЛВН	ЛВН	
6 Номер схемы главных цепей			С	V	С	С	С	С	
7	Выключатель	Тип	ВН	ВВ	ВН	ВН	ВН	ВН	
		Ном. ток, А	630	630	630	630	630	630	
		Ток откл.,к А	20	20	20	20	20	20	
8	Линейный разъединитель	Ном. ток, А	—	630	—	—	—	—	
		Ток ТС., кА	—	20	—	—	—	—	
9	Трансформаторы тока	Козф. трансформации	—	200/5	—	—	—	—	
		ТШ-ЭК-0,66*	Кл. точн.	—	10Р10	—	—	—	
			Кол-во	—	3	—	—	—	
10 Устройство РЗА			—	БЗМП-РУ-АП	—	—	—	—	
11 Марка и сечение кабеля									
12	Дополнительно	Указатель токов КЗ ИТКЗ SK/600	—	—	—	—	+	+	+
		Индикатор наличия напр. УН-20.2-3	+	+	+	+	+	+	+
		Моторный привод ~220	+	—	+	—	+	+	+
		Шпильки для испытания КЛ	+	—	+	+	+	+	+
		Релейный отсек	—	+	—	—	—	—	—
		Прибор ТМ	+	—	+	—	+	+	+
		Обогрев отсеков RC 016 AC/DC 20-250В	+	+	+	—	+	+	+

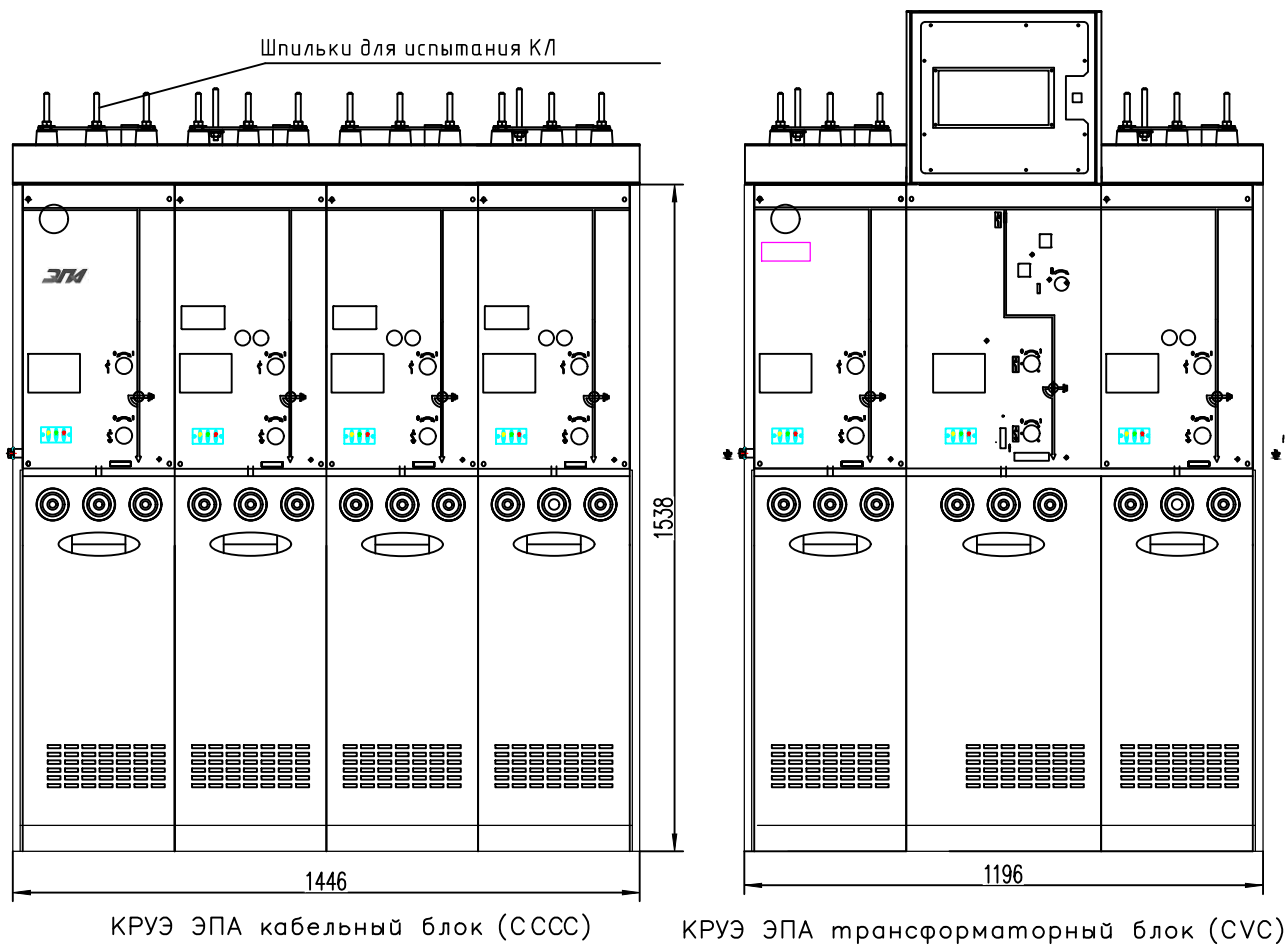
\* -ТШ-ЭК-0,66 М7АК285-10Р10-5-200/5 У2 - с дополнительной испытательной обмоткой

Конструкция КРУЭ ЭПА предусматривает следующие механические блокировки:

- блокировка, предотвращающая включение ЗН при включенном коммутационном аппарате (ВН, ЛР или ВВ);
- блокировка, предотвращающая включение коммутационного аппарата (ВВ, ЛР или ВН) при включенном ЗН;
- блокировка, препятствующая включению ВВ при отключенном ЛР

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

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин					Р	4.1	
Разработал		Боярин							
Проверил		Гончарук				Опросный лист КРУЭ ЭПА Луч А CVC+CCSC	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		



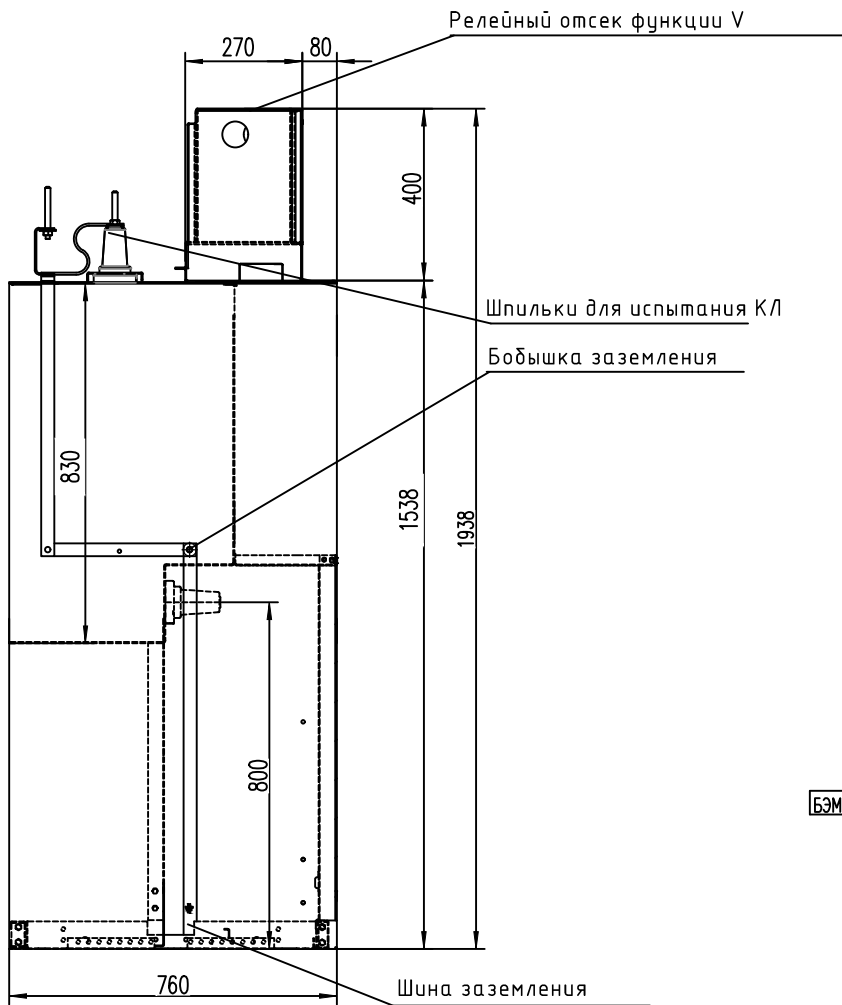
1	Наименование моноблока			Блок КЛ Луч Б				Блок Т-Б	
2	Ном. напряжение, кВ		6,3 10 20 кВ						
3	Ном. ток сборных шин, А		630 А						
4	Схема первичных соединений КРУЭ 6,3 10 20 кВ ЭПА								
5	Назначение ячейки			ЛВН	ЛВН	ЛВН	ШР	ШВН	Т-Б
6	Номер схемы главных цепей			С	С	С	С	С	С
7	Выключатель	Тип		ВН	ВН	ВН	ВН	ВН	ВН
		Ном. ток, А		630	630	630	630	630	630
		Ток откл.,к А		20	20	20	20	20	20
8	Разъединитель	Ном. ток, А		—	—	—	—	630	—
		Ток ТС., кА		—	—	—	—	20	—
9	Трансформаторы тока	Козф. трансформации		—	—	—	—	200/5	—
		ТШ-ЭК-0,66*	Кл. точн.	—	—	—	—	10P10	—
			Кол-во	—	—	—	—	3	—
10	Устройство РЗА			—	—	—	—	БЗМП-РУ-АП	—
11	Марка и сечение кабеля								
12	Дополнительно	Указатель токов КЗ ИТКЗ SK/600		+	+	+	—	—	—
		Индикатор наличия напр. УКН-20,2-3		+	+	+	+	+	+
		Моторный привод ~220В		+	+	+	—	+	—
		Шпильки для испытания КЛ		+	+	+	+	+	+
		Релейный отсек		—	—	—	—	+	—
		Прибор ТМ		+	+	+	—	+	+
		Обогрев отсеков RC 016 AC/DC 20-250В		+	+	+	—	+	—

\* -ТШ-ЭК-0,66 М7АК285-10P10-5-200/5 У2 - с дополнительной испытательной обмоткой

Конструкция КРУЭ ЭПА предусматривает следующие механические блокировки:

- блокировка, предотвращающая включение ЗН при включенном коммутационном аппарате (ВН, ЛР или ВВ);
- блокировка, предотвращающая включение коммутационного аппарата (ВВ, ЛР или ВН) при включенном ЗН;
- блокировка, препятствующая включению ВВ при отключенном ЛР

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

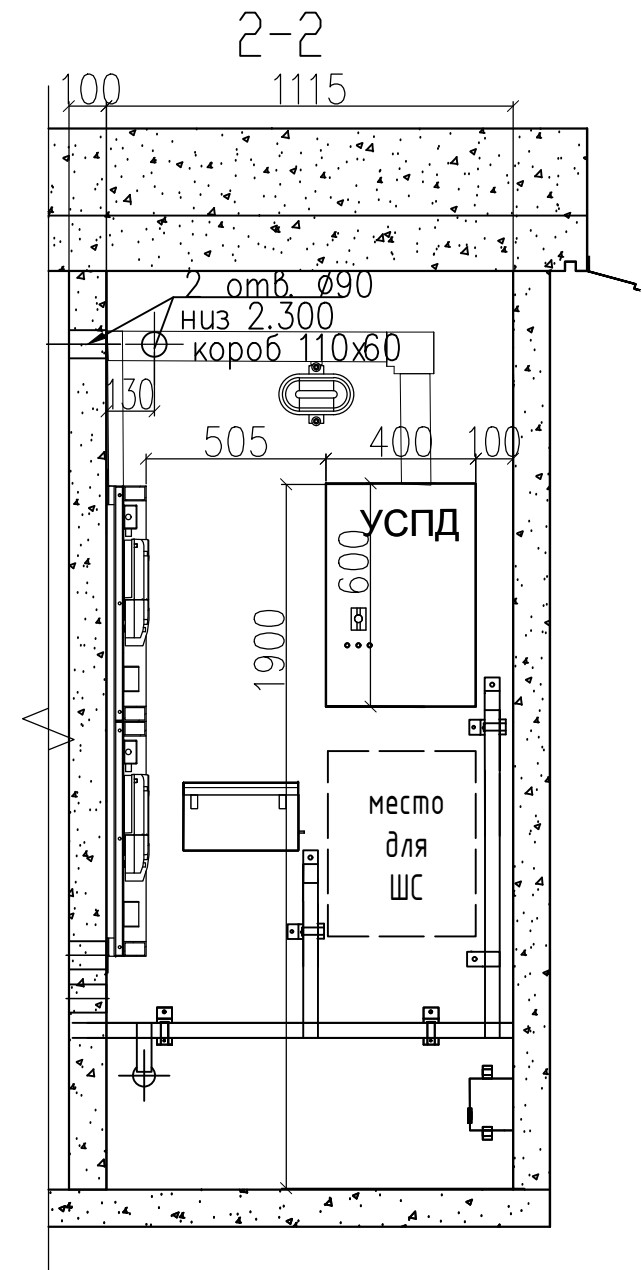
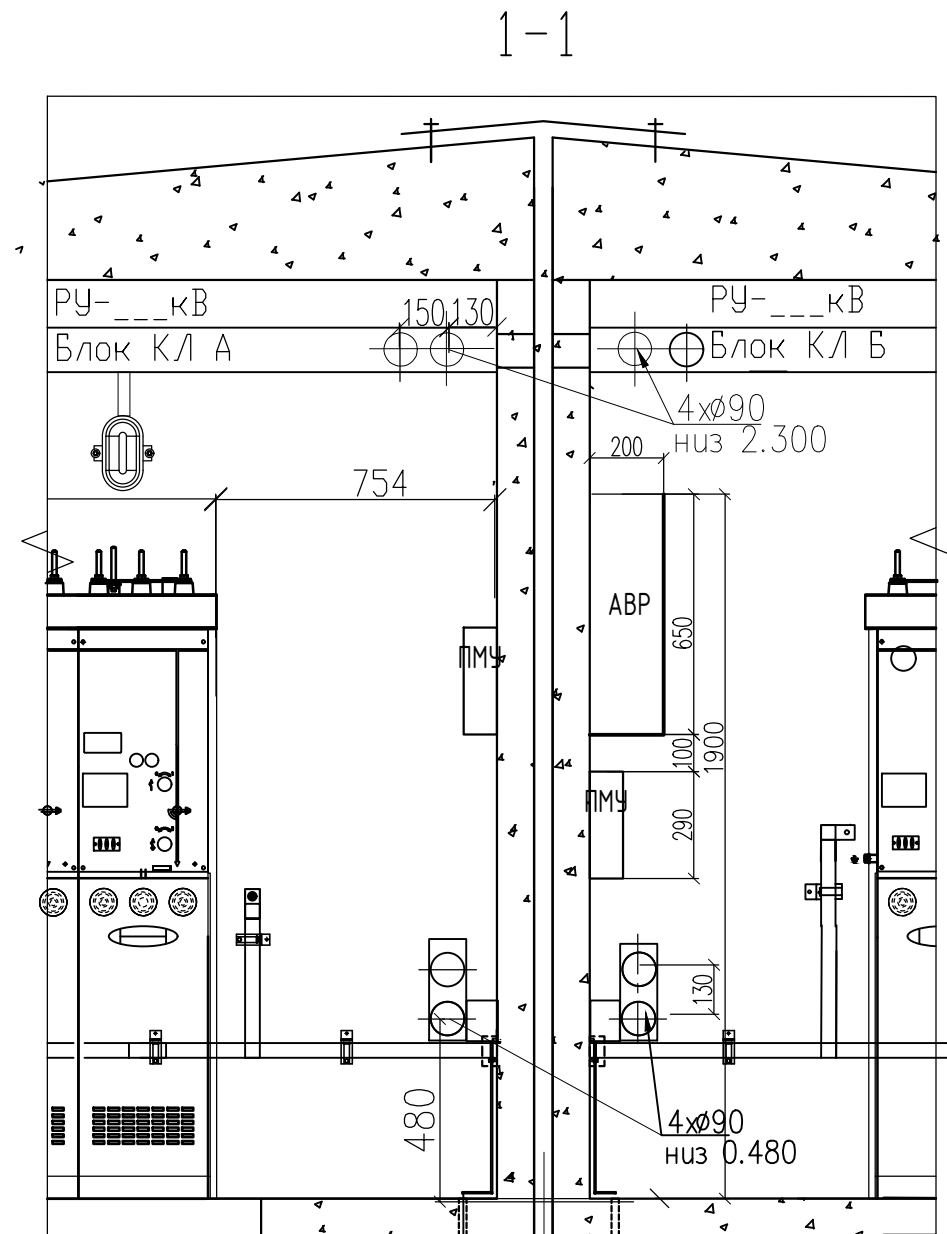
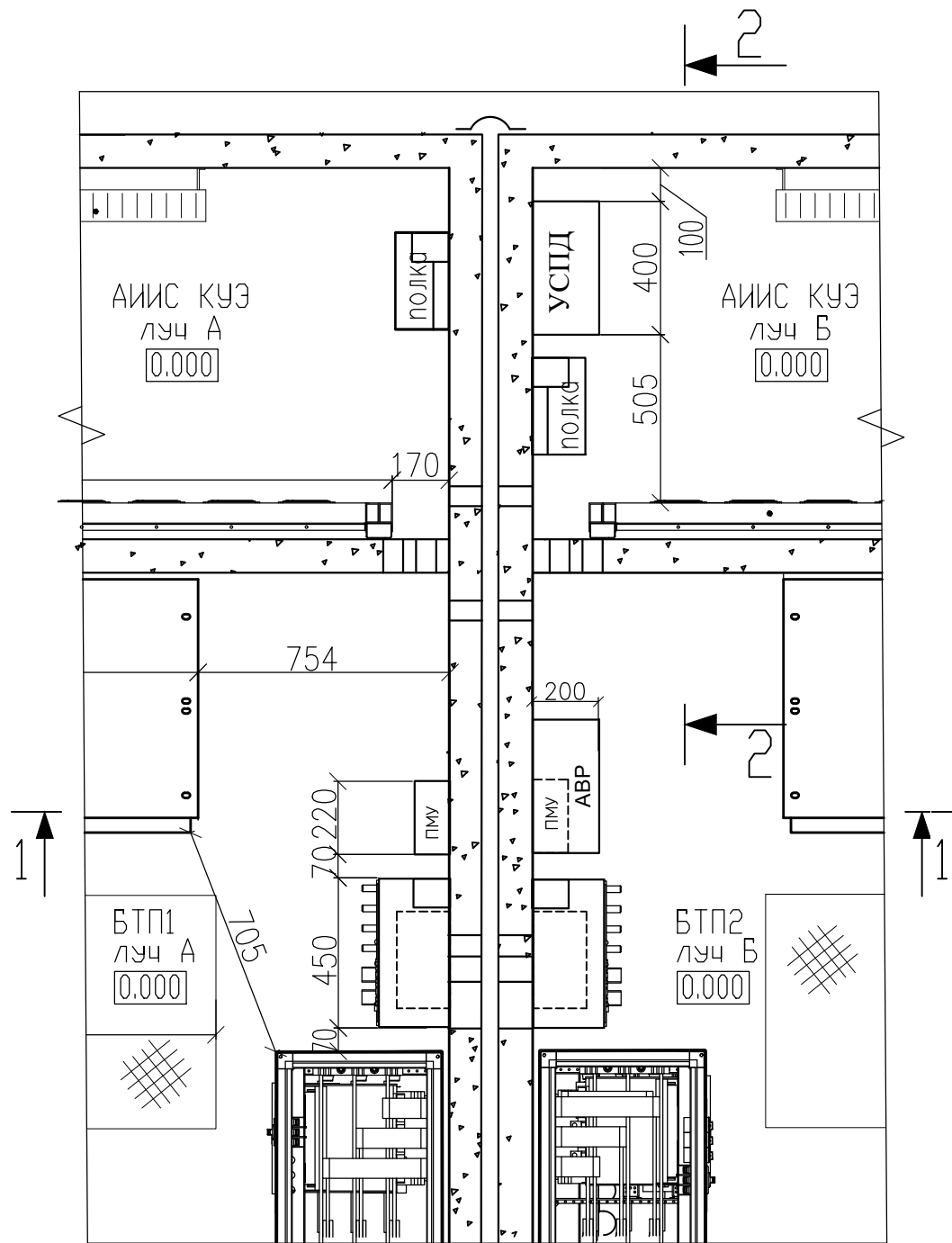


- Ⓜ - моторный привод  
Ⓛ - дополнительные блок-контакты  
БЗМП-РУ-АП - реле защиты  
Ⓢ - обогревающий элемент  
ТМ - устройство ТМ  
И - УТЗ (указатель тока КЗ)  
⊗ - индикатор наличия напряжения  
Y - шпильки для испытания КЛ  
○ - Трансформаторы тока

ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП	Боярин				
Разработал	Боярин				
Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м					
Опросный лист КРУЭ ЭПА Луч Б СССС+СVC		Стадия	Лист	Листов	
Проверил Гончарук		Р	4.2	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	

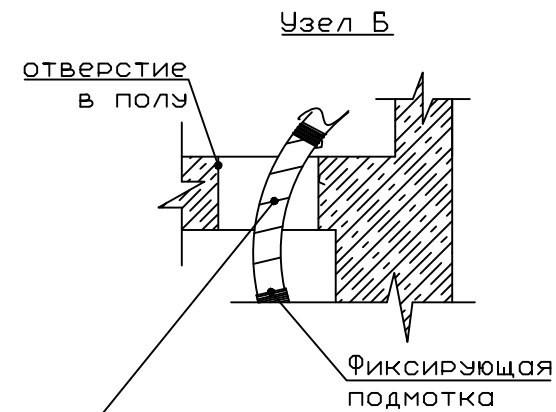
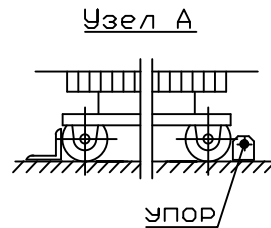
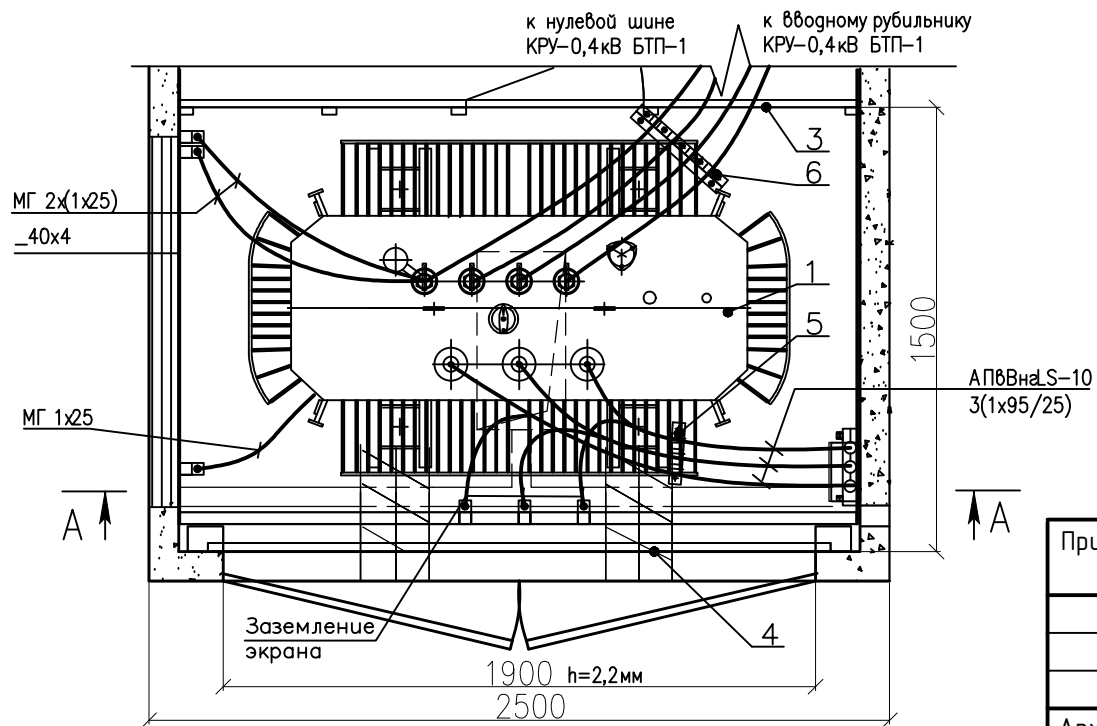
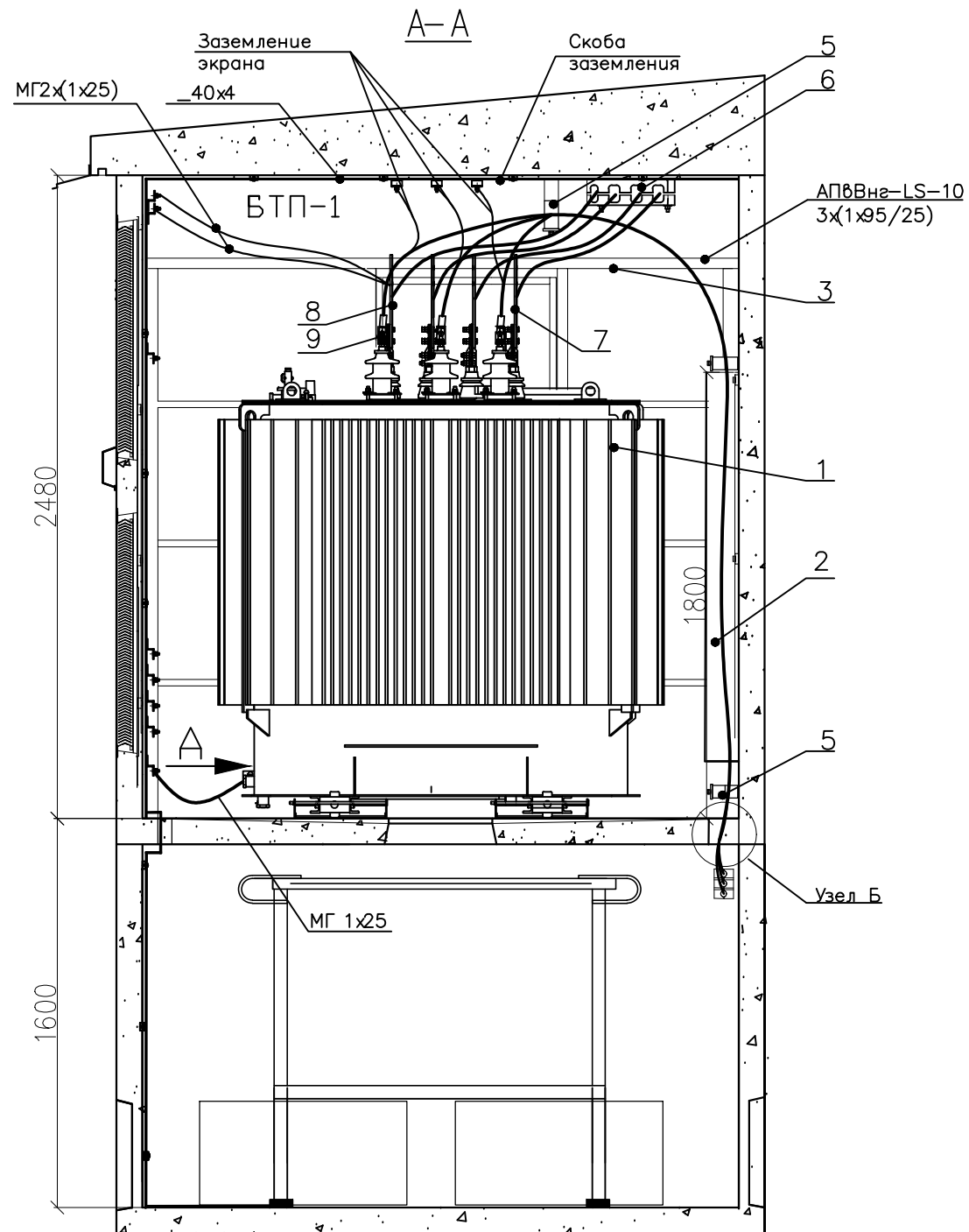


Согласовано		
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №



										ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
										Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Привязан:				ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		
				Разработал		Боярин						
										Стадия	Лист	Листов
										Р	5	
										Установка УСПД		
Арх. №		Подпись										
				Проверил	Гончарук							

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



Для избежания механического повреждения защитной оболочки силового кабеля на участке прохода через отверстие в полу камеры трансформатора обмотать его рулонной резиной толщиной не менее 1 мм в 2 слоя. Концы резины зафиксировать ПВХ лентой

Поз.	Наименование	К-во
1**	Трансформатор силовой масляный _____кВА	2
2	Кожух защитный для ВВ кабеля (в комплекте с маслозащитным кожухом)	2 H=1800мм
3	Металлическая перегородка	2 H=2200мм
4	Барьер безопасности	2
5	Клица высоковольтная ЭПА 020.00.00.000	6
6	Клица низковольтная ЭПА 020.03.00.000 (400-630кВА) ЭПА 020.02.00.000 (1000-1250кВА)	2
7	Накладка НН медная фазная ЭПА 013.04.00.001 (1250кВА) ЭПА 013.03.00.001 (1000кВА) ЭПА 013.01.00.001 (630кВА) ЭПА 013.05.00.000 (400кВА)	6
8	Накладка НН медная нулевая ЭПА 013.04.00.001-01 (1250кВА) ЭПА 013.03.00.000-01 (1000кВА) ЭПА 013.01.00.000-01 (630кВА) ЭПА 013.05.00.00-01 (400кВА)	2
9	Накладка высоковольтная ЭПА 031.00.00.000	6

Примечание:

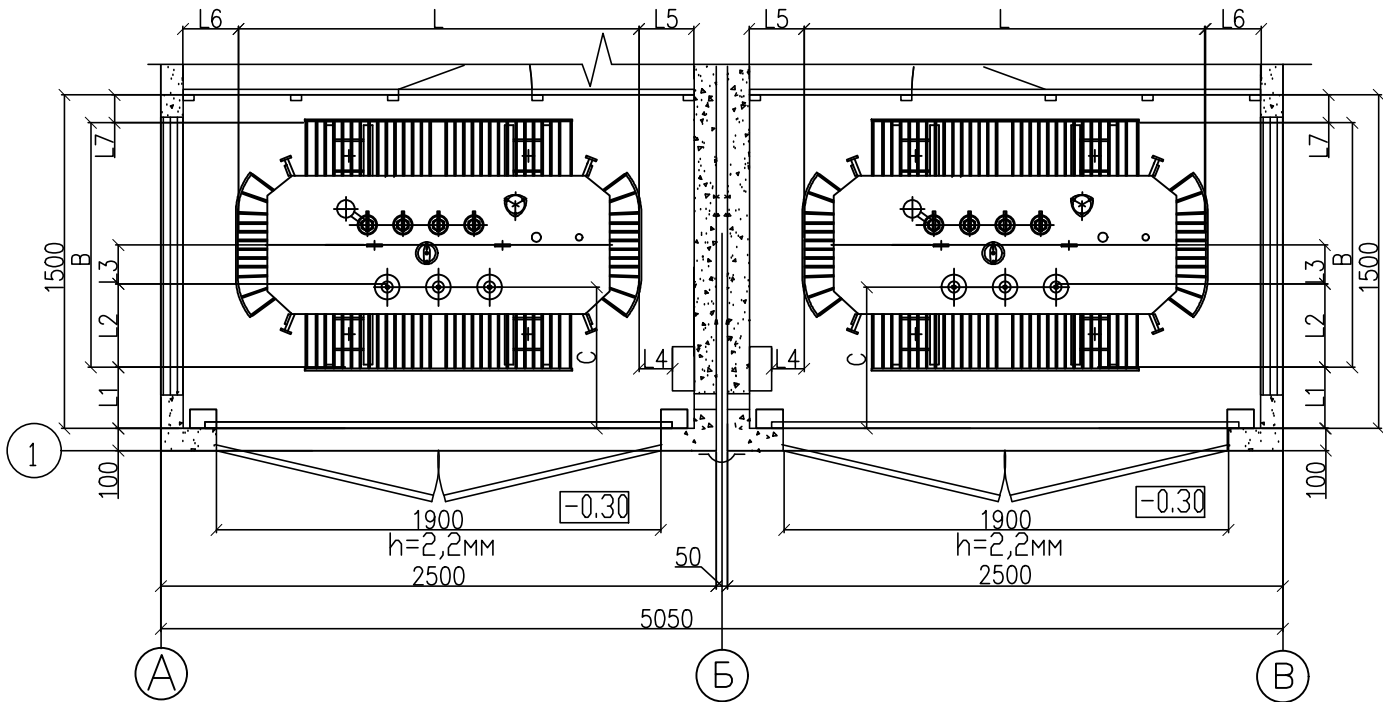
1. \*\* - силовой трансформатор показан условно, установка и его выбор необходимо выполнить в соответствии с л. 7.
2. полосу заземления маслосборника от внутреннего контура заземления приварить к ребру маслосборника и к подставке под маслосборник электродной сваркой. Сварные швы зачистить и покрасить в черный цвет.
3. Окраску (цветовое обозначение) рабочих (фазных и нулевых) проводников, а также проводников защитного заземления, выполнить в соответствии с ПУЭ п.1.1.29, 1.1.30.

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм. Кол.уч Лист № док. Подп. Дата						Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м			Стадия	Лист	Листов
Привязан:						ГИП Боярин			Р	6	
						Разработал Боярин					
						Проверил Гончарук			Камера силового трансформатора 10/0,4кВ		
Арх. №						Подпись			000 "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

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

Трансформаторы АО «ГК «Электрошит-ТМ Самара» исполнение Россети-МР											
Тип трансформатора	Напряжение, кВ	L, мм	B, мм	C, мм	L1, мм	L2, мм	L3, мм	L4, мм	L5, мм	L6, мм	L7, мм
ТМГ-СЭЩ Х1К1 -400	(6,3)10/0,4	1250	868	700	391	309	125	480	600	450	241
ТМГ-СЭЩ Х1К1 -630	(6,3)10/0,4	1362	940	700	391	309	161	368	488	450	169
ТМГ-СЭЩ Х1К1 -1000	(6,3)10/0,4	1552	960	700	372	328	152	248	368	380	168
ТМГ-СЭЩ Х1К1 -1250	(6,3)10/0,4	1785	1105	630	295	335	217,5	15	135	380	100

Трансформаторы Минского ЭТЗ им. Козлова											
Тип трансформатора	Напряжение, кВ	L, мм	B, мм	C, мм	L1, мм	L2, мм	L3, мм	L4, мм	L5, мм	L6, мм	L7, мм
ТМГ12-400-(6-10)/0,4	(6,3)(10)20/0,4	1330	850	680	395	285	140	365	485	485	255
ТМГ12-630-(6-10)/0,4	(6,3)10/0,4	1540	1000	630	300	330	170	260	380	380	200
ТМГ32-630-(6-10)/0,4	(6,3)10/0,4	1540	1000	630	300	330	170	260	380	380	200
ТМГ12-1000-(6-10)/0,4	(6,3)10/0,4	1600	1000	630	290	340	160	230	350	350	210
ТМГ32-1000-(6-10)/0,4	(6,3)10/0,4	1620	1070	630	245	385	150	220	340	340	185
ТМГ12-1250-(6-10)/0,4	(6,3)10/0,4	1800	1110	630	235	395	160	130	250	250	155
ТМГ-400-20/0,4	20/0,4	1330	850	680	395	285	140	365	485	485	255
ТМГ-630-20/0,4	20/0,4	1540	1000	630	300	330	170	260	380	380	200
ТМГ-1000-20/0,4	20/0,4	1770	1100	630	265	365	185	120	275	275	135



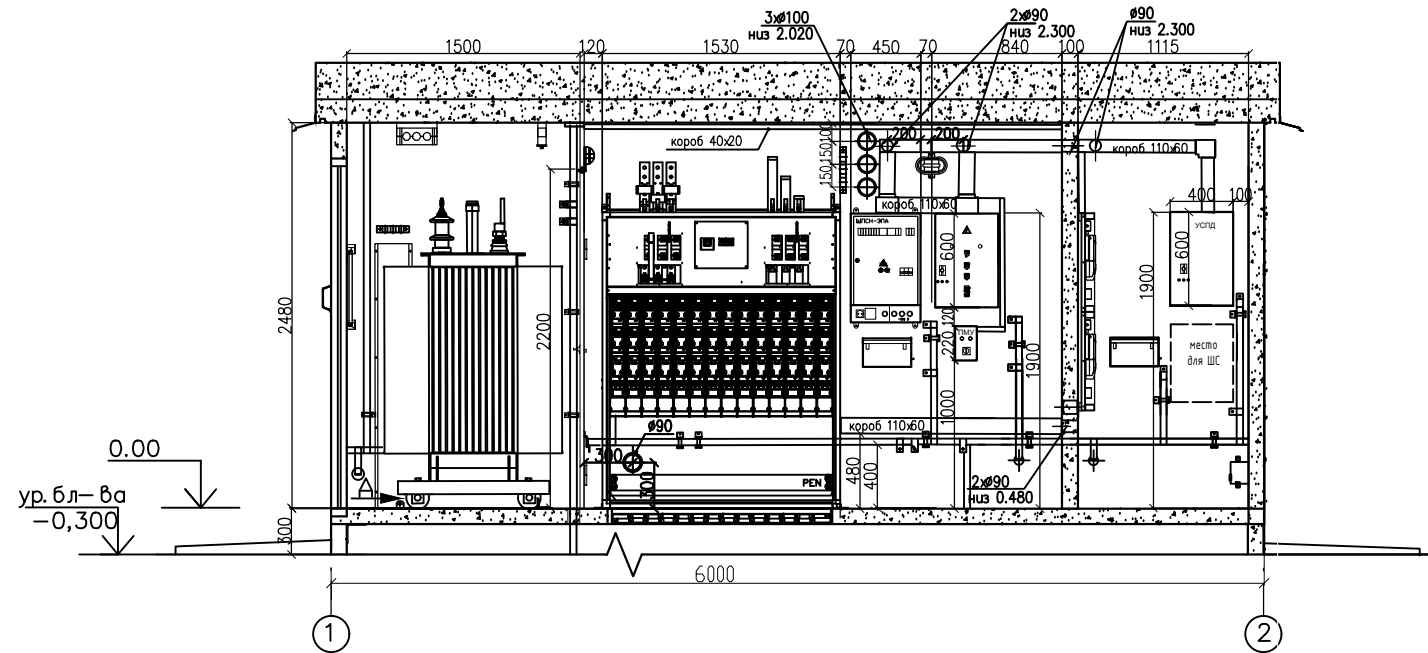
Привязан:			
Арх. №		Подпись	

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС				
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин						Р	7	
Разработал		Боярин								
Проверил		Гончарук				Привязка силовых трансформаторов в трансформаторных камерах		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

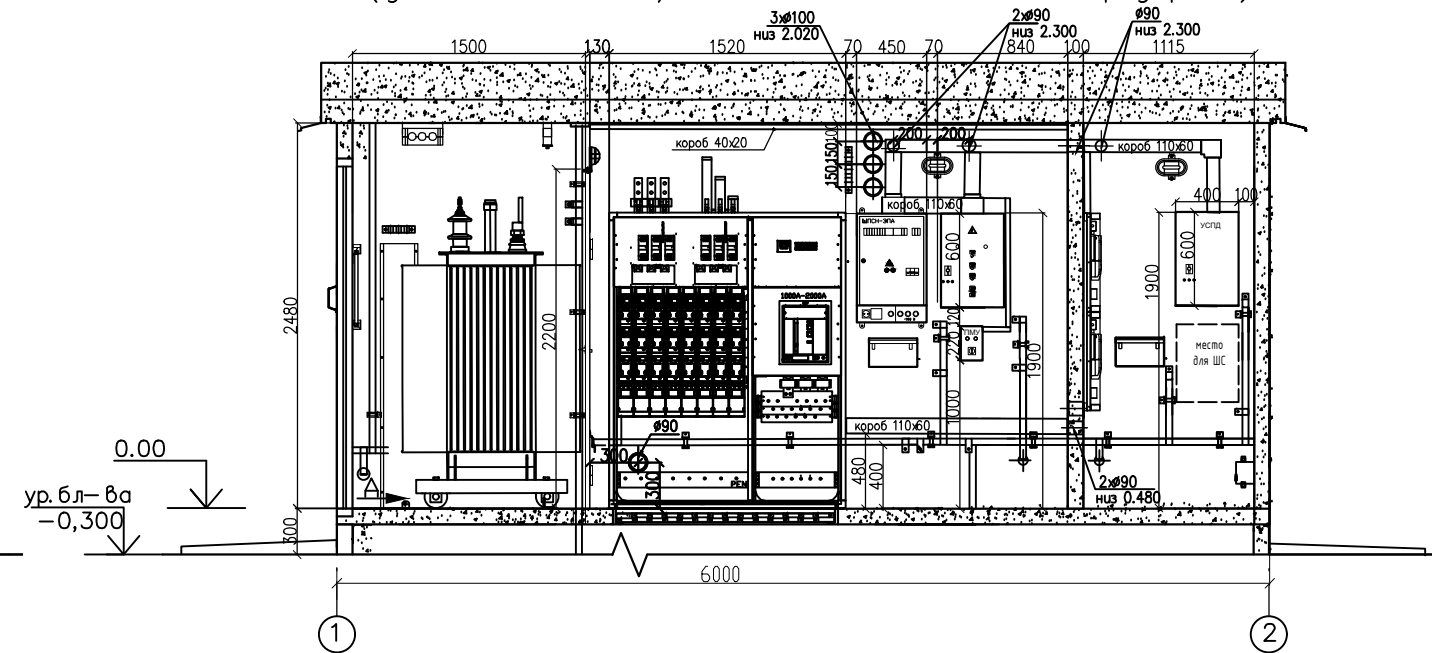




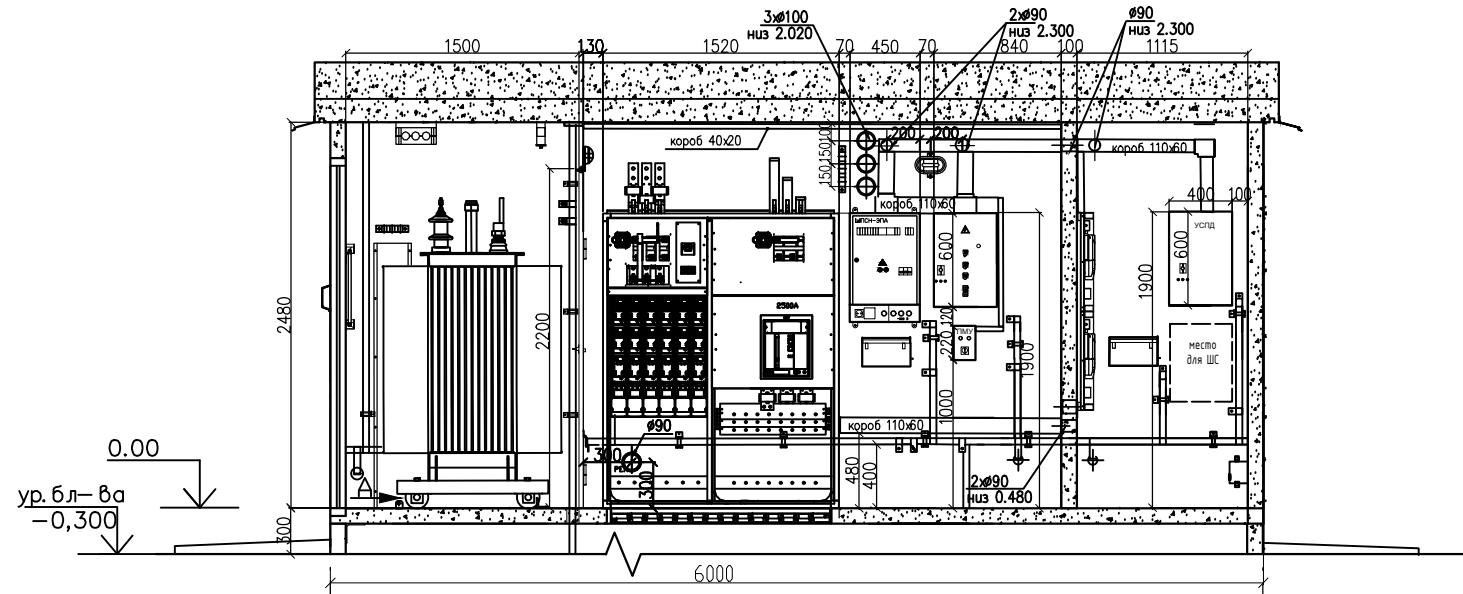
3-3  
(для схемы 3а с 14ю отх. фигурами)



3-3  
(для схемы 3б с а/в 1000-2000А и 8ю отх. фигурами)



3-3  
(для схемы 3в с а/в 2500А и 6 ю отх. фигурами)



ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Трубы для внешних кабелей заложить с уклоном 2–3% в сторону улицы. Трубы для внешних кабелей должны выходить за внешний контур заземления. Вылет верхнего ряда труб за внешний контур заземления не менее 100мм.
  2. При прокладке труб в два ряда, верхние трубы должны быть на 300мм короче нижних.
  3. Места ввода асбестоцементных труб в приямок заделать цементным раствором.
  4. Для герметизации выходов кабелей из труб использовать уплотнители типа УКПТ.
  5. После прокладки внешние кабели покрыть огнезащитной пастой марки "Силотерм" или согласованным аналогом.
  6. По окончании работ заделать и уплотнить все отверстия, восстановить (при необходимости) гидроизоляцию.
  7. На резервные трубы установить заглушки с обеих сторон.
  8. А/ц трубы закладывать с зазором 30–50 мм для обеспечения возможности установки УКПТ.
  9. Прокладку кабелей между блоками выполнить раздельно в гофрированных ПВХ трубах 40мм:
    - питание ШПСН
    - кабели освещения и отопления
    - кабели АВР
    - цепи учета
    - кабели телемеханики.
- После монтажа кабелей отверстия заделать цементным раствором.

Привязан:

Apx. Nº

Подпись	
---------	--

ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС

Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ  
в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КЧЗ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЗ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м

Стадія	Лист	Листов
Р	10	

Разрезы 3-3

ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"

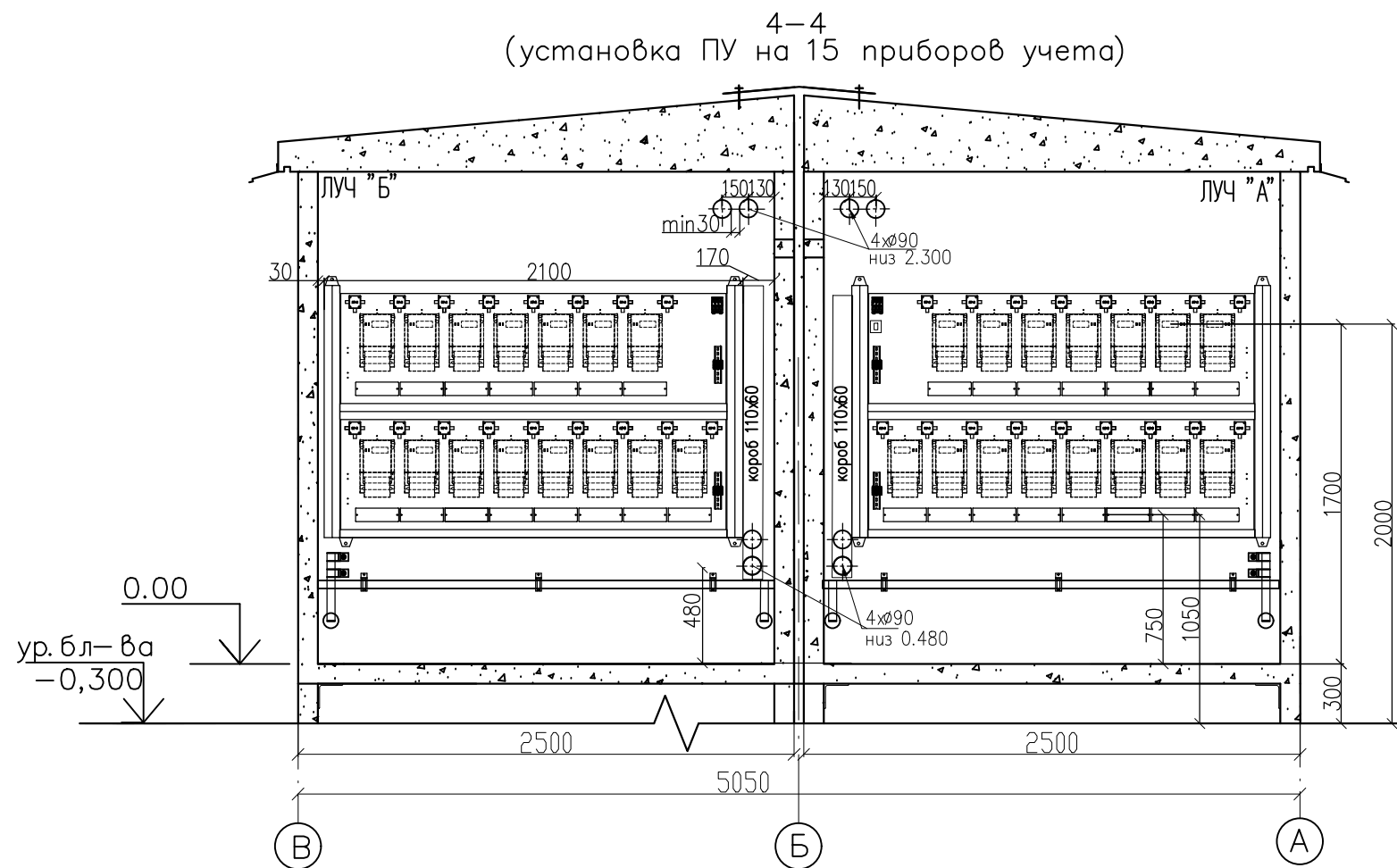
**Согласовано**

Взам. инв. №

Ἰοδὴν. ὅς θάμα

Инв. № подл.

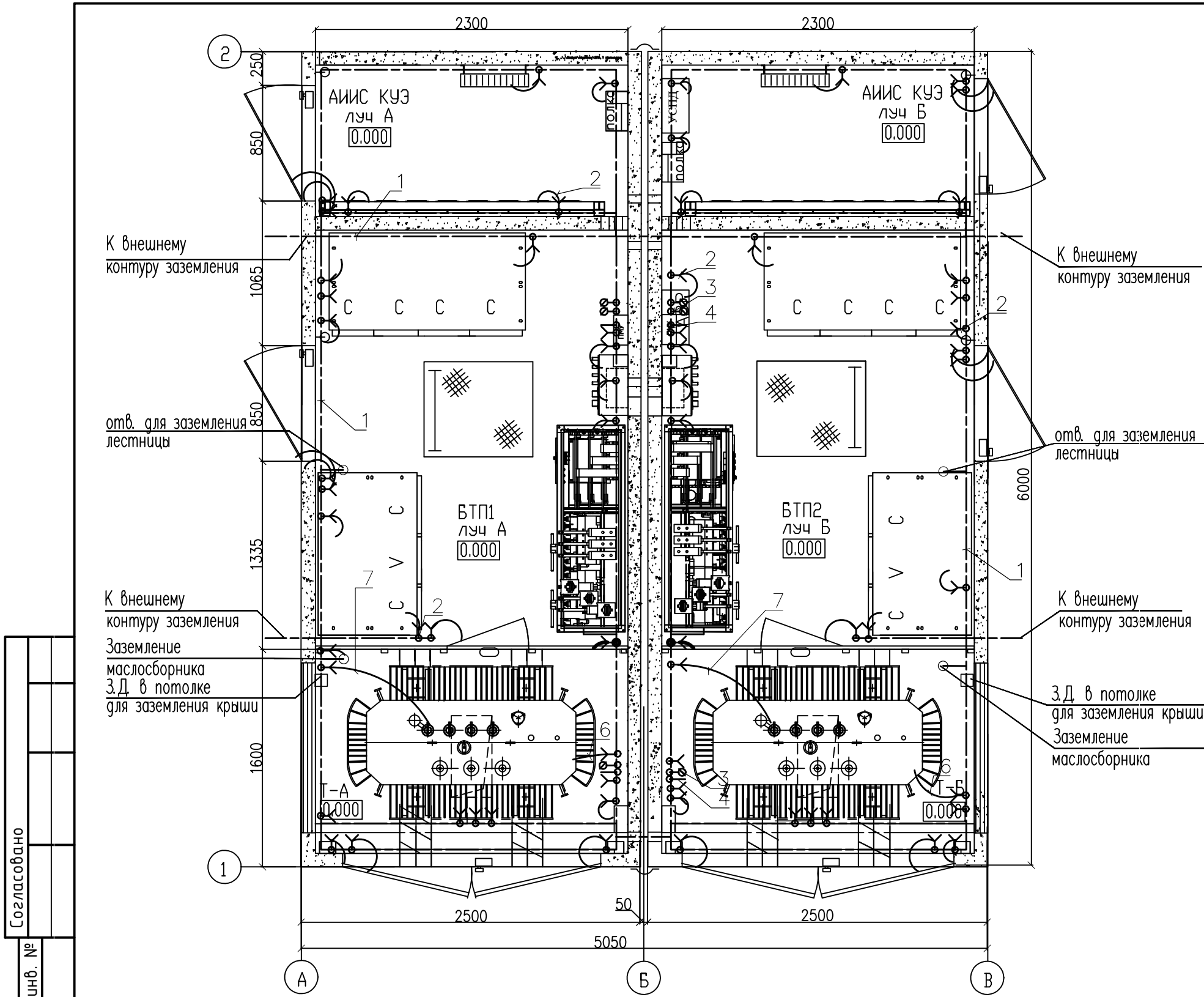
Согласовано		Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.



Количество счетчиков в соответствии с однолинейной схемой.  
Указать места установки счетчиков, не устанавливаемые счетчики зачеркнуть.

Привязан:			
Арх. №		Подпись	

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов		
ГИП		Боярин					Р	10а			
Разработал		Боярин					Разрез 4-4			ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	
Проверил		Гончарук									




Условные обозначения:

- Клемма заземления
- Клемма заземления с гайкой барашек
- Накладка для переносного заземления

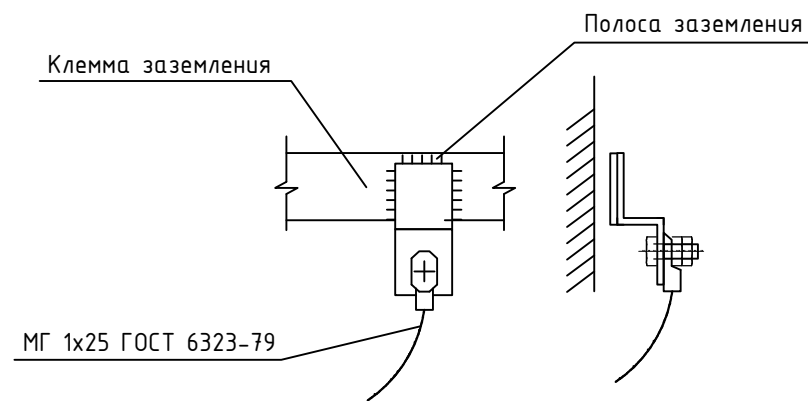
Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Примечания
1	Сталь полосовая 40х4 ГОСТ 103-76	Контур заземления	30 шт.	L=2,5м
2	НВО.00.001.20	Клемма заземления	66 шт	
3		Клемма заземления с гайкой-барашком	8 шт	
4	ЭСИ300.00.38	Накладка переносного заземления	4 шт	
5	Крепеж полосы КО-284.01.00.000СБ	Монтажная скоба	130 шт	
6	МГ1х25	Провод медный	40м	
7	МГ2х(1х25)	Провод медный	10м	

- Примечания:
- Заземление выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06-96.
  - Лестницу и маслосборник присоединить к контуру при помощи стальной полосы 40х4.
  - Все металлические части должны быть присоединены к контуру заземления (включая направляющие трансформаторов и рамы дверей и ворот).
  - Присоединение к контуру заземления всего оборудования выполнить проводами МГ 1х25 и 1х50,
  - Все соединения заземляющего контура выполнить электродной сваркой внахлестку.
  - Провода заземления нейтрали трансформатора МГ-2х(1х25) не должны касаться бака трансформатора
  - Внутренний контур заземления выполнить стальной полосой 40х4мм на отм. 0.400 от уровня пола подстанции, при прохождении дверей — по периметру рамы двери на расстоянии не менее 50мм. Полосу покрасить кузбас-лаком, а в местах отпаек (клемм заземления) полосами желто-зеленого цвета.
  - Внутренний контур заземления выполнить с отступом на 10мм от стен (крепление на монтажных скобах с шагом не более 700мм).

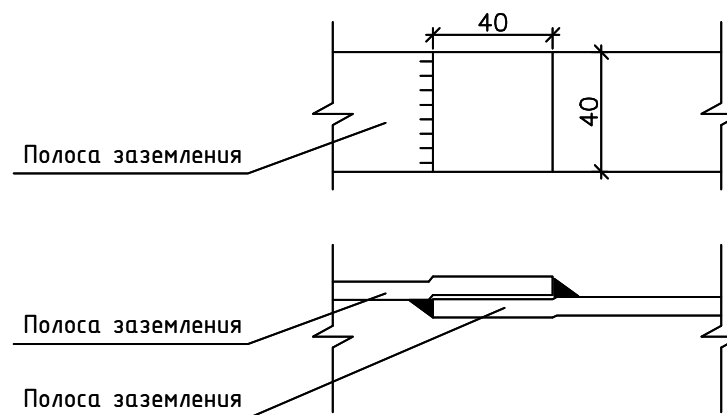
Привязан:			
Арх. №		Подпись	

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин					Р	11	
Разработал		Боярин							
Проверил		Гончарук				Заземление. Внутренний контур.	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

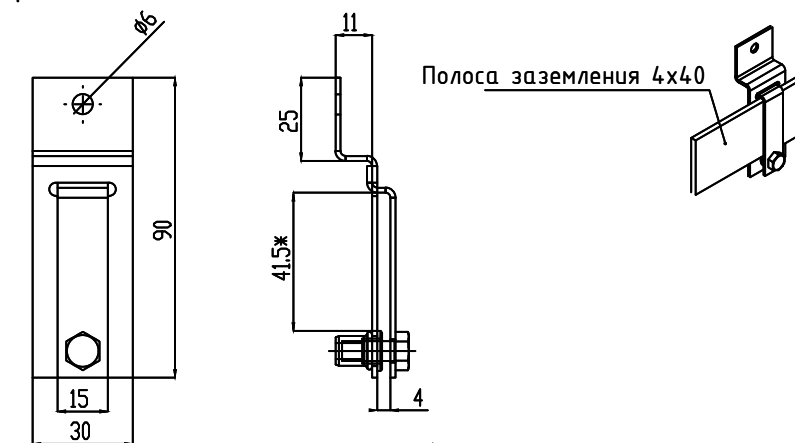
Узел присоединения заземляющего проводника к полосе внутреннего контура заземления.



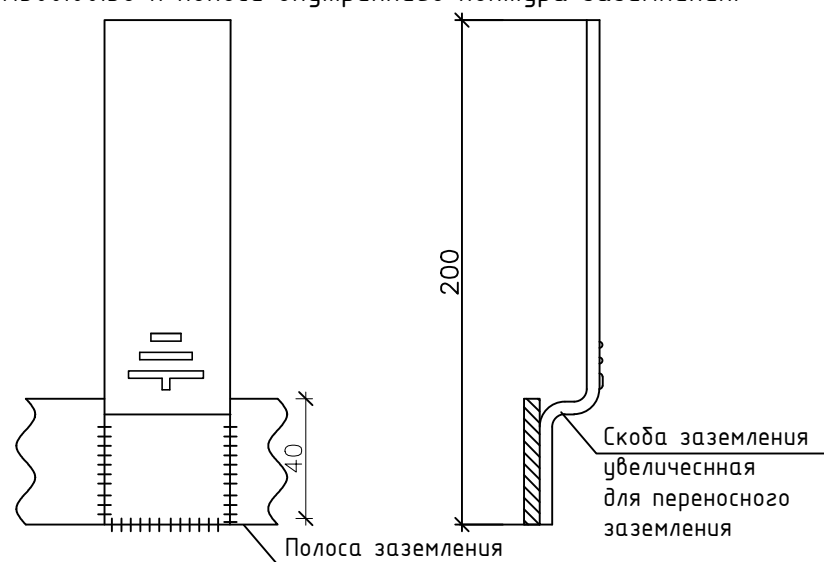
Соединение проводников магистрали заземления.



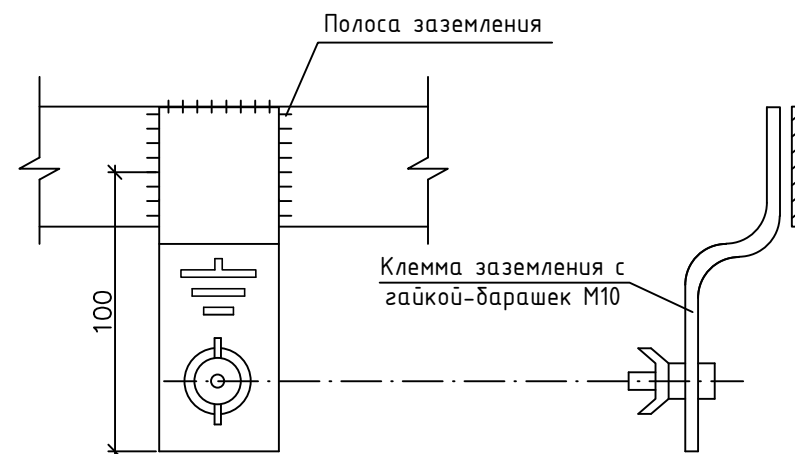
Кронштейн (крепление полосы заземления)



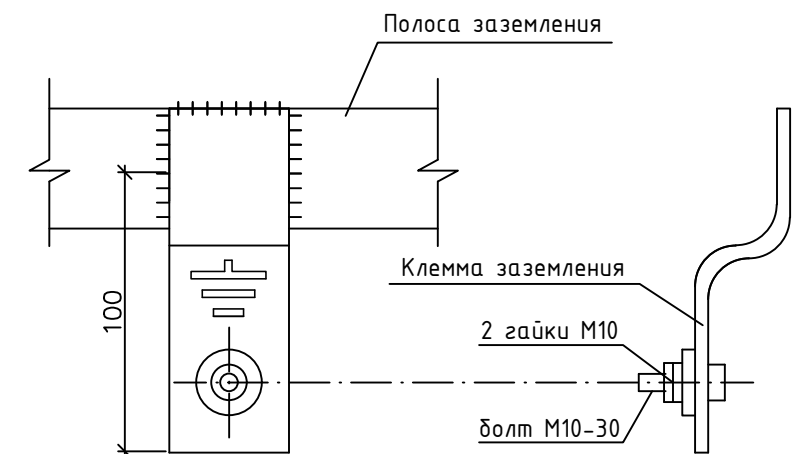
Узел присоединения скобы заземления для переносного заземления ЭСИ300.00.38 к полосе внутреннего контура заземления.



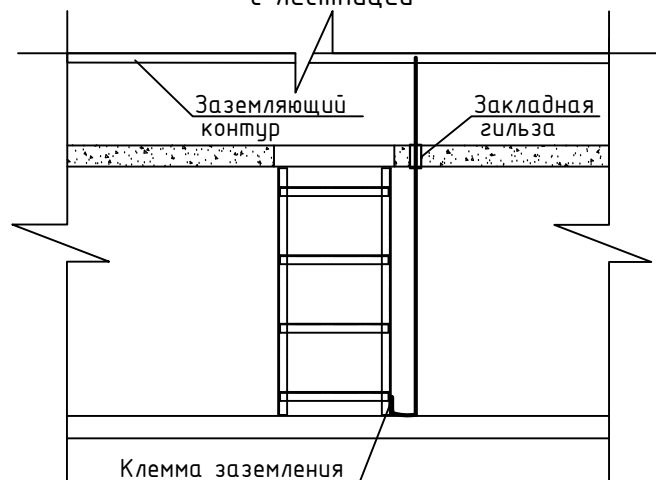
Узел присоединения клеммы заземления НВ0.00.001.20 с гайкой-барашек М10 к полосе внутреннего контура заземления.



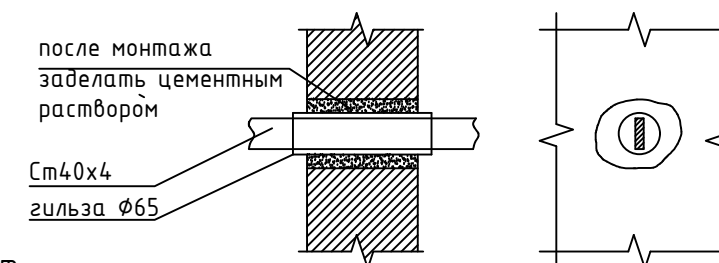
Узел присоединения клеммы заземления НВ0.00.001.20 к полосе внутреннего контура заземления.



Соединение контура заземления с лестницей



Гильза для прохода шин заземления через стены



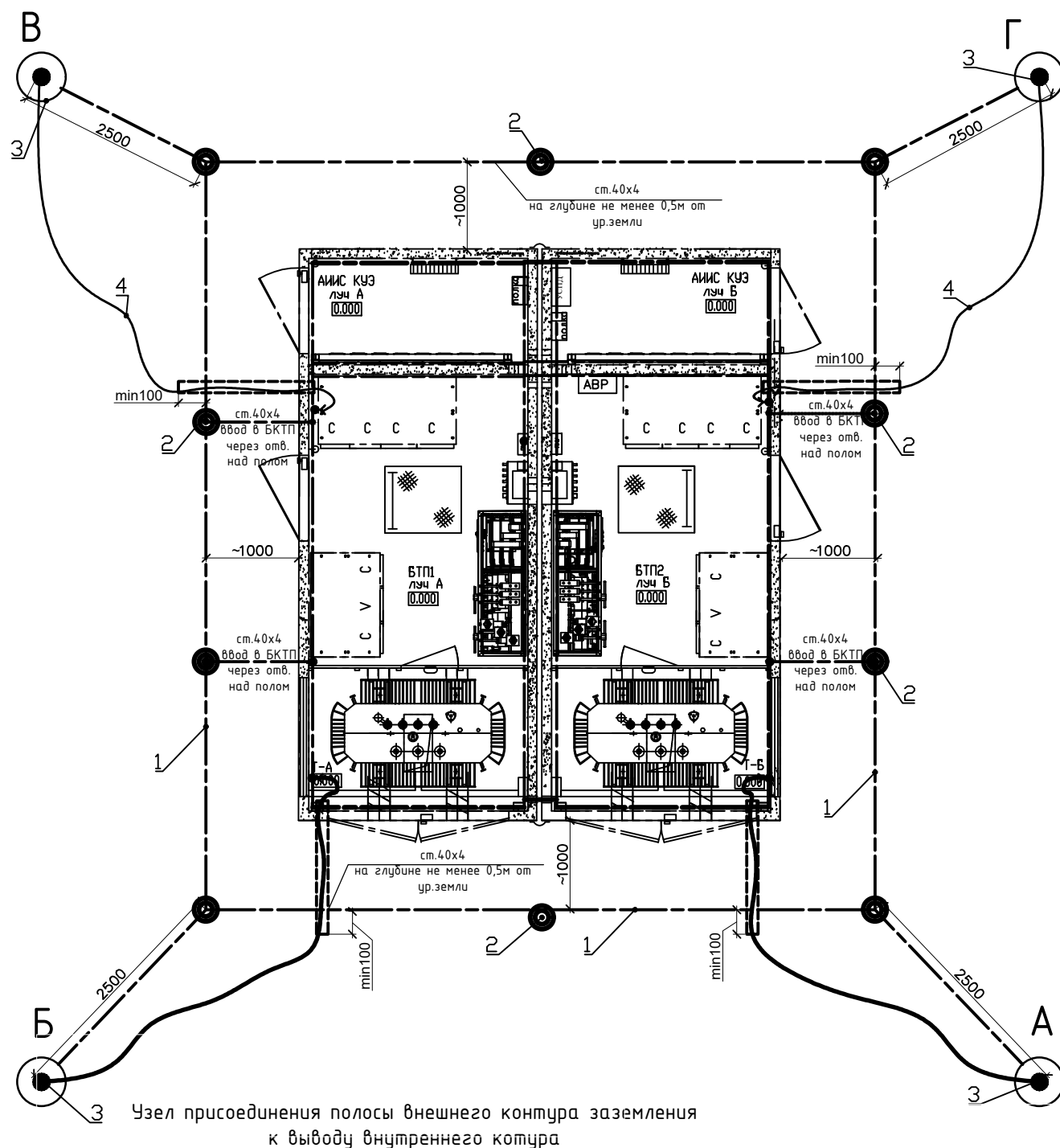
Примечания.

1. Все соединения заземляющего контура выполнить электросваркой внахлест.

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

										ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
										Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Привязан:				ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		
				Разработал		Боярин				Стадия	Лист	Листов
										Р	12	
				Проверил		Гончарук				Заземление. Конструктивные элементы и узлы.		
Арх. №			Подпись							ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		





Порядок выполнения заземления:

1. Заземление выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06-96.
  2. В соответствии с ПУЭ п1.7.35 для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители.
  3. Все металлические части, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции должны быть присоединены к контуру заземления.
  4. Внешний контур заземления соединить с внутренним полосовой сталью 40х4. Все соединения выполнять электросваркой внахлестку.
  5. Внутренний контур заземления окрасить в черный цвет, в местах установки клемм заземления, в т.ч. ответвлений, переносных электроприемников, переносного заземления и т.п. выполнить полосы желтого и зеленого цвета.
  6. Внутренний контур заземления разместить на расстоянии 400мм. от пола и 10мм. от стены.
  7. Заземлить лестницы в прямых.
  8. Полосу заземления внешнего контура прокладывать на отм. не менее -0.5 от пов. земли. Трубы для внешних кабелей должны выходить за внешний контур заземления.
  9. Заземление нулевого вывода трансформатора не должно касаться бака трансформатора.
  10. Все конструкции, которые могут оказаться под напряжением в случае повреждения изоляции токоведущих элементов подлежат обязательному заземлению путем присоединения к внутреннему контуру заземления проводом МГ 1х25 или стальной полосой 40х4.
- Входные двери и ворота заземлить следующим образом:
- полоса 40х4 мм - рама;
  - провод МГ 1х25 - полотно.
11. На скобах заземления, предназначенных для присоединения переносных заземлителей, установить гайку-барашек.
  12. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 0,5 Ом.

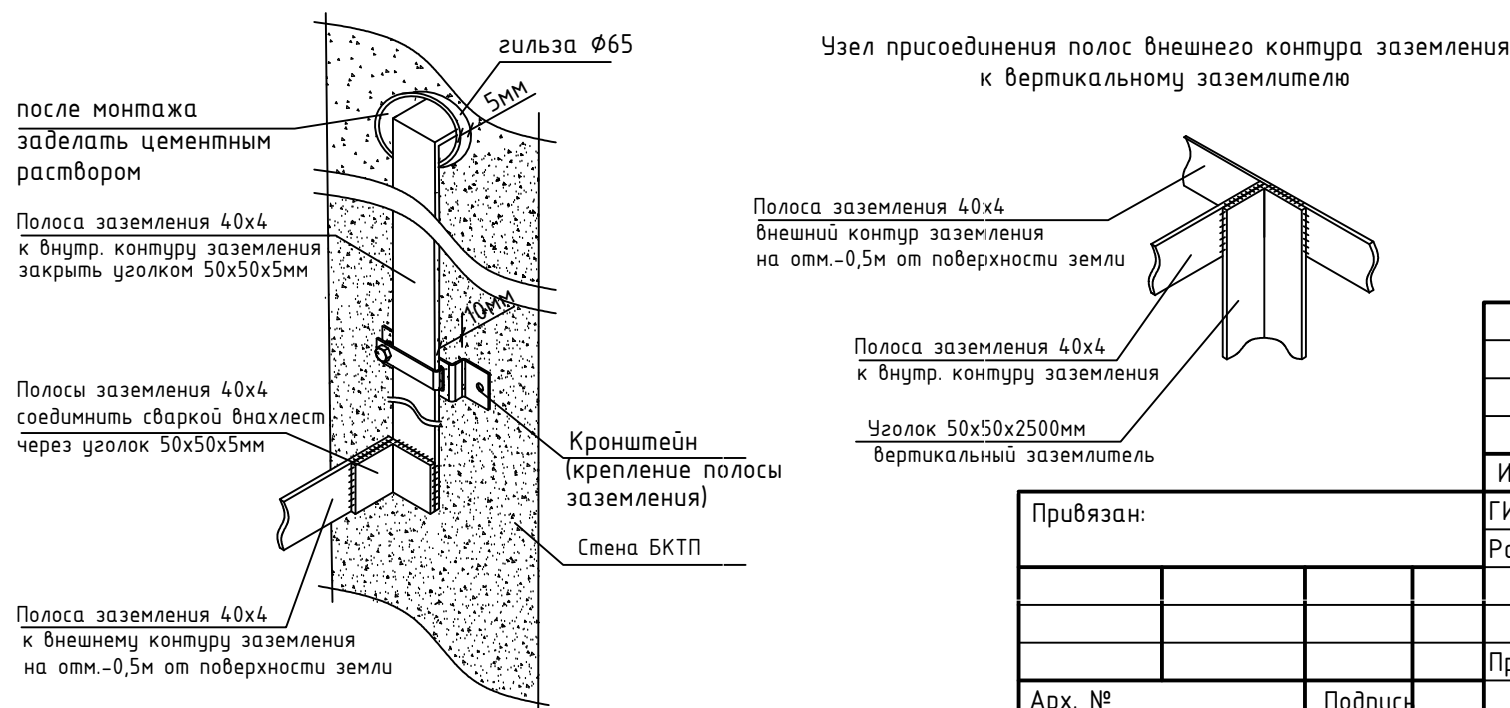
По окончании монтажа необходимо произвести замеры сопротивления растеканию и, если оно окажется больше нормируемой величины 0,5 Ом, то следует принять меры к его снижению, путём добавления необходимого количества электродов.


Ввиду отсутствия замеров удельного сопротивления грунта и невозможности вследствие этого выполнения точного расчета сопротивления заземлителя рекомендуется следующий порядок выполнения работ:

1. Выполнить заземлитель из электродов поз.2
2. Замерить его сопротивление растеканию токов.
3. В случае, если сопротивление оказалось в пределах:
  - а) 0,5-0,60м -забить дополнительное количество электродов поз.2 в точках А,Б,В,Г;
  - б) 0,6-0,80м -забить дополнительное кол-во электродов поз.3 из стальных труб диаметром 100мм. и длиной не менее 5м. (в точках А, Б, В, Г);
  - в) более 0,80м -забить глубинный электроды поз.3 с наполнителем в точках А, Б, В, Г.

\* Ввод от внешнего контура заземления выполнить через отверстия в стене БКТП. данные полосы заземления защитить стальным уголком 50х50мм по всей длине.  
Ввод провода к глубинным электродам заземления выполнить через свободную трубу.

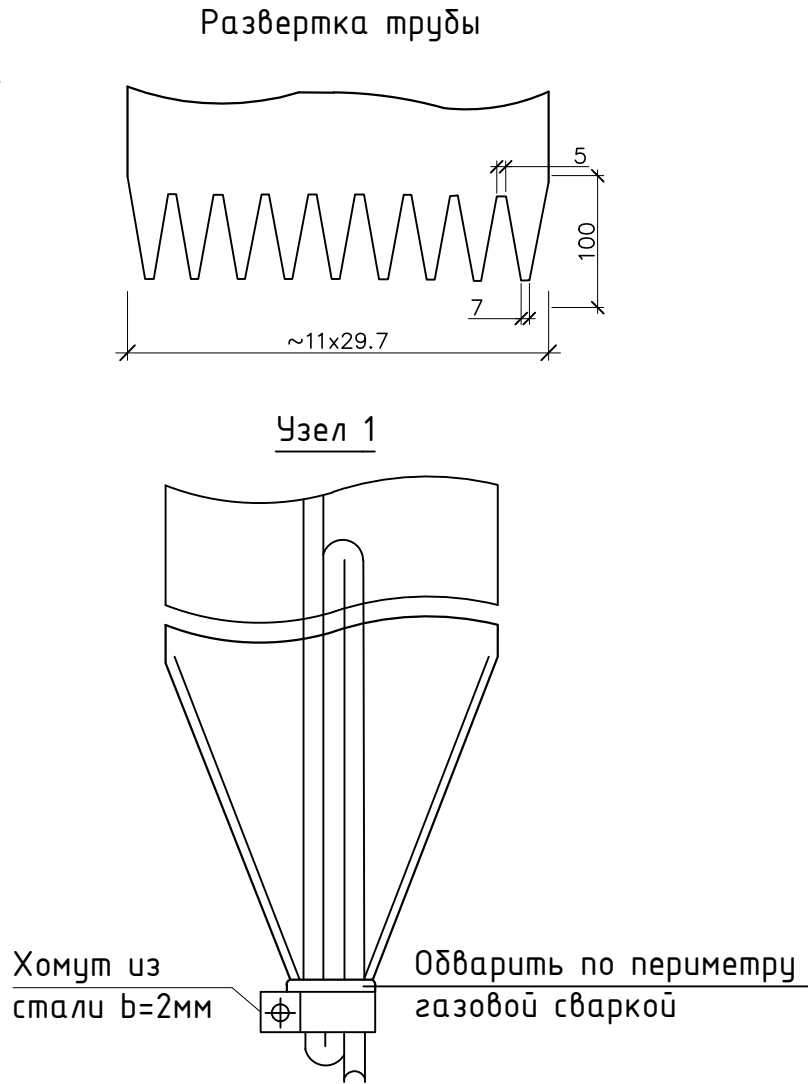
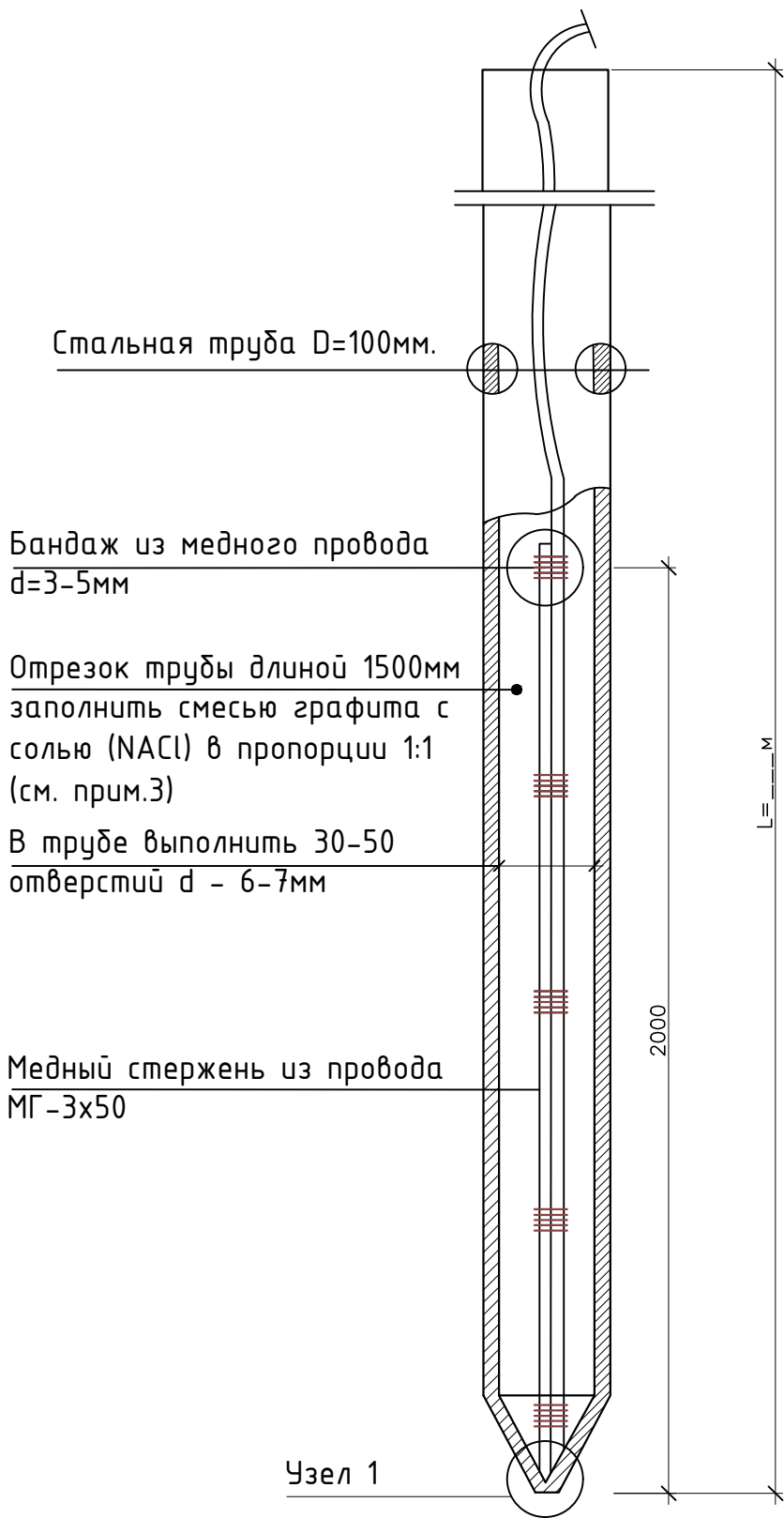
Марка, позиция	Обозначение	Наименование	Кол	Едизм.	Примечание
1	ГОСТ 103-76	Сталь полосовая 40х4мм.	70	м.	
2	ГОСТ 8509-72	Сталь угловая 50х50х5мм; L=2,5м	10	шт.	
3	Стальная труба $\phi=100$ мм	Глубинный электрод заземления	4	шт.	
4	МГ 1х50 ГОСТ 6323-79	Провод медный голый	50	м.	



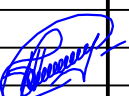
						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС				
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		Стадия	Лист	Листов
								Р	13	
ГИП		Боярин				Заземление. Внешний контур		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
Разработал		Боярин								
Проверил		Гончарук								

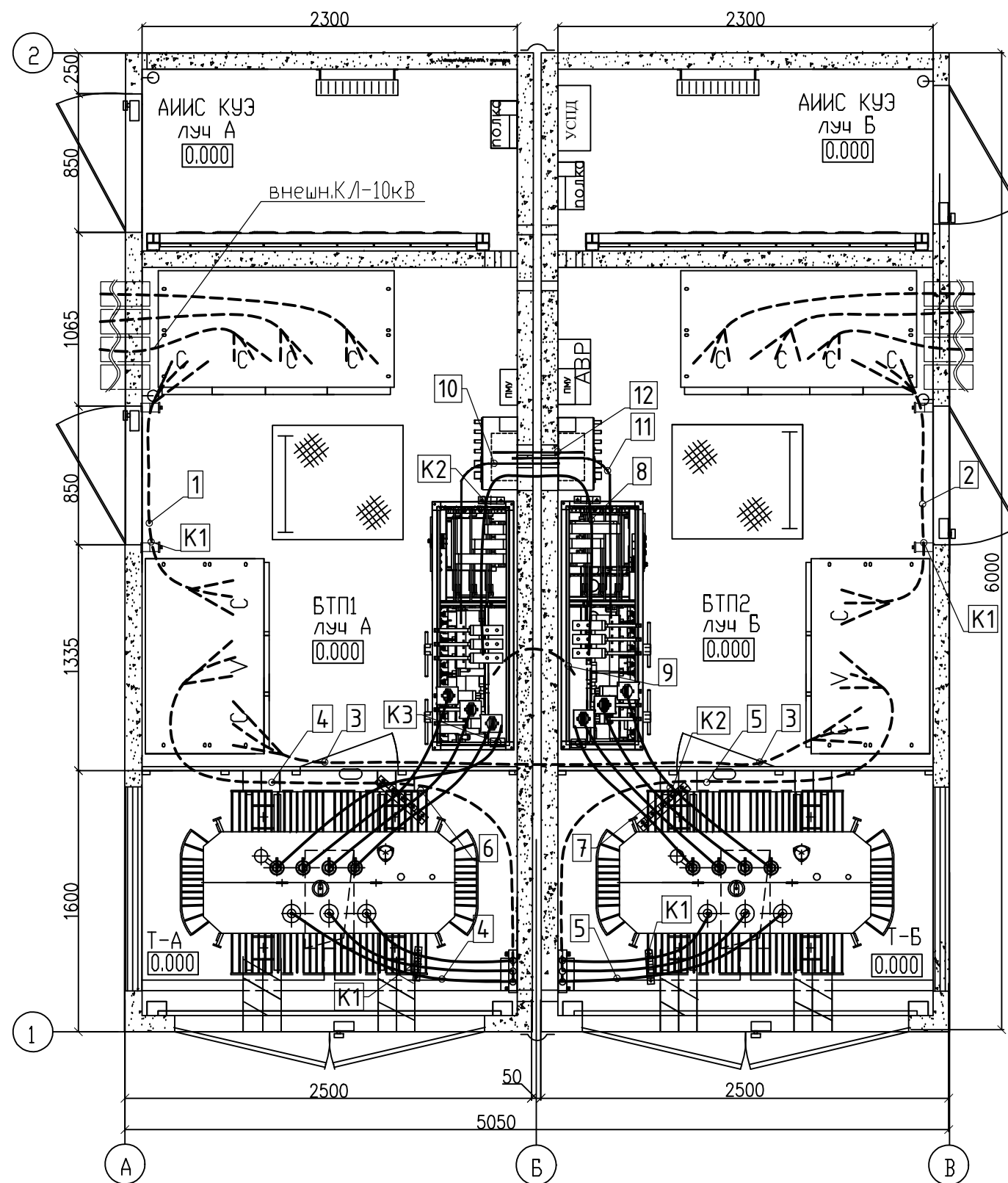
Глубинный электрод заземления

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



1. Длина трубы выбирается такой, чтобы нижний её отрезок с отверстиями находился во влагонасыщенных грунтах.
  2. Стальные трубы глубинного электрода следует соединить с внешним контуром заземления ТП стальной полосой, а с внутренним контуром ТП проводом МГ 1х50.
  3. Графит допускается использовать в смеси с торфом в пропорции 1:1. Графит может быть заменён коксовой мелочью d=1-2мм ( или угольной ), порошком цветного металла, сажей, древесным углём ( можно активированным ) или любым другим веществом, нерастворимым (труднорастворимым) в воде, обладающим малым сопротивлением и не разрушающимся со временем.
  4. Для ускорения выхода характеристик электрода на расчётный уровень, после забивки электрода залить в него 10-20л соляного раствора (концентрацией 2кг. соли на 10л воды) в смеси с графитом, торфом или садовой землёй (раствор консистенции сметаны).
  5. Рекомендуемый способ монтажа глубинного электрода:  
а) Пробурить скважину.  
б) Выполнить монтаж активной части электрода, для чего закрепить в конусной части медный стержень и затем плотно набить трубу смесью поваренной соли и графитом.  
в) Приварить активный электрод к следующей секции трубы, предварительно пропустив в ней медный проводник и опустить в скважину.
- Данный чертёж считать заданием на выполнение глубинного заземлителя. Глубинный заземлитель должен быть выполнен специализированной организацией, имеющей соответствующую лицензию и выполняющую работу "под ключ", а именно:
- а) Уточнение расположения и конструкцию;
  - б) получение согласования в установленном порядке;
  - в) открытие ордера на производство работ;
  - г) выполнение работ;
  - д) сдача району с выполнением исполнительной документации;

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Привязан:						ГИП		Боярин			
						Разработал		Боярин			
						Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м			Стадия	Лист	Листов
									Р	14	
						Конструкция глубинного электрода заземления.			ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
						Проверил	Гончарук				
Арх. №				Подпись							



Поз	Начало	Конец	Кабель, провод	Примечание
1	КРУЭ ЭПА СССС (яч.7 ШР) луч А	КРУЭЭПА SVC (яч. 5 ШВН) луч А	АПВВнзLS-10;3х(1х120/240/35/50) АПВВнзLS-20;3х(1х120/240/16/25)	ШВН-ШР
2	КРУЭ ЭПА СССС (яч.8 ШР) луч Б	КРУЭ ЭПА SVC (яч. 10 ШВН) луч Б	АПВВнзLS-10;3х(1х120/240/35/50) АПВВнзLS-20;3х(1х120/240/16/25)	ШВН-ШР
3	КРУЭ ЭПА SVC (яч.1 СР) луч А	КРУЭ ЭПА SVC (яч.14 СВН) луч Б	АПВВнзLS-10;3х(1х120/240/35/50) АПВВнзLS-20;3х(1х120/240/16/25)	секционная перемычка ВН
4	КРУЭ ЭПА SVC (яч.3 ВВ) луч А	Т-А	АПВВнзLS-10; 3х(1х95/25) АПВВнзLS-20; 3х(1х95/16)	
5	КРУЭ ЭПА SVC (яч.12 ВВ) луч Б	Т-Б	АПВВнзLS-10; 3х(1х95/25) АПВВнзLS-20; 3х(1х95/16)	
6	Т-А	ШНН-ЭПА луч А	ВВГнзLS-1; 3х4х(1х300) + ноль 2х(1х300)	Фаза+Ноль
7	Т-Б	ШНН-ЭПА луч Б	ВВГнзLS-1; 3х4х(1х300) + ноль 2х(1х300)	Фаза+Ноль
8	ШНН-ЭПА луч А	ШНН-ЭПА луч Б	ВВГнзLS-1; 3х4х(1х240)	Фаза секционная перемычка НН
9	ШНН-ЭПА луч А	ШНН-ЭПА луч Б	ВВГнзLS-1; 2х(1х240)	Ноль секционная перемычка НН
10	ШНН-ЭПА луч А	ШПСН-ЭПА луч Б	ВВГнзLS-1; 4х16	
11	ШНН-ЭПА луч Б	ШПСН-ЭПА луч А	ВВГнзLS-1; 4х16	
12	ШПСН-ЭПА луч А	ШПСН-ЭПА луч Б	ВВГнзLS-0,66; 4х4	

ПРИМЕЧАНИЯ:

- Минимальный радиус изгиба кабеля должен быть не менее 15Dн для одножильных кабелей:
  - АПВПуз-10 1х240/50: 15 х 37 = 555мм
  - АПВБШн(з) 4х240: 15 х 55 = 825мм

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
K1	ЭПА 020.00.00.000	Клища высоковольтная	8	
K2	ЭПА 020.03.00.000	Клища низковольтная (400-630кВА)	4	
K3	ЭПА 020.02.00.000	Клища низковольтная (1000-1250кВА)	2	в составе ШНН
		Хомут для крепления нуля в ШНН-ЭПА		


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- - кабель проходит в техническом подполье  
————— - кабель проходит над полом

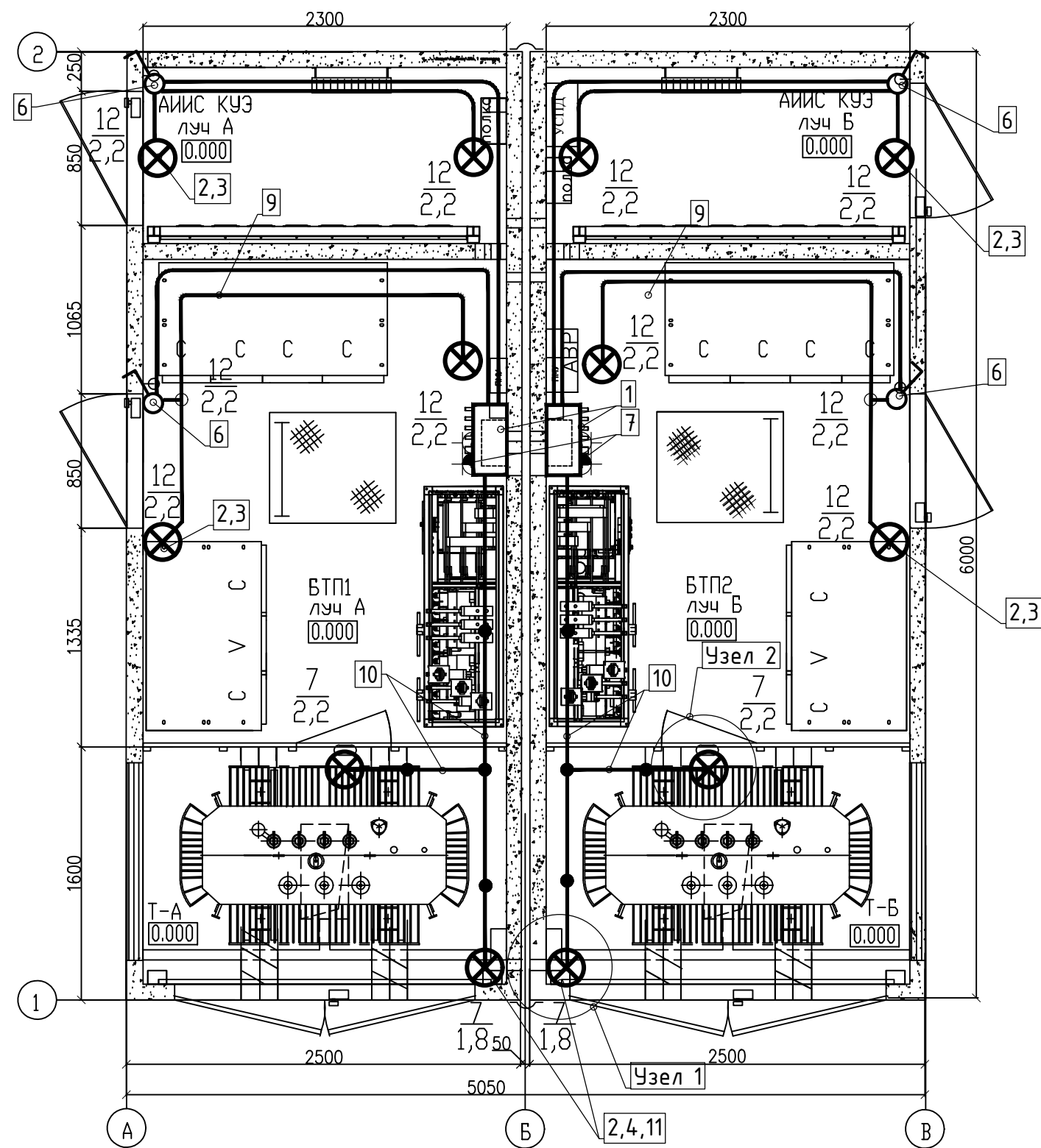
Привязан:

Арх. №

Подпись

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
							Р	15	
ГИП	Боярин					План раскладки силовых кабелей	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
Разработал	Боярин								
									
Проверил	Гончарук								

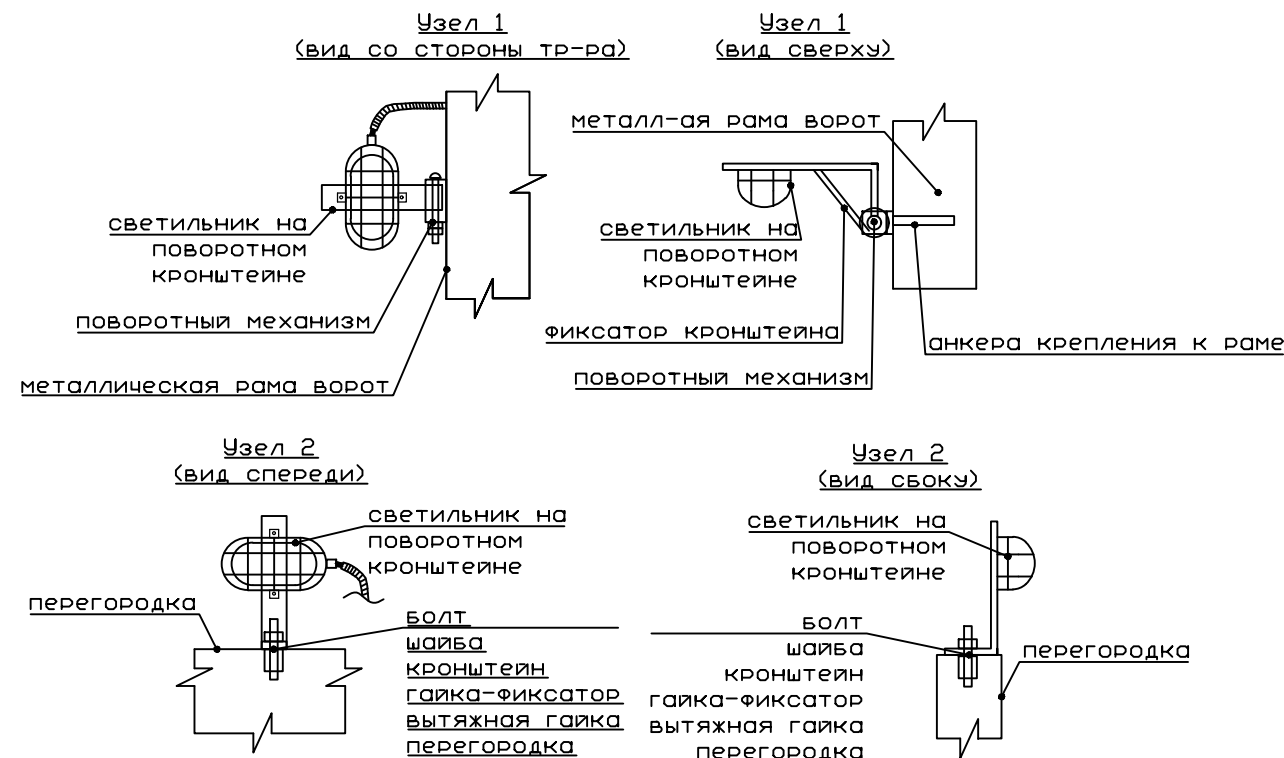




**Примечания:**  
1. Освещение выполнить в соответствии с ПУЭ раздел 6.2.  
Напряжение сети общего освещения ~220В, камер трансформаторов ~12В.  
Напряжение сети ремонтного и переносного освещения ~12В.  
2. Предусмотреть резервный комплект ламп.  
3. Сети освещения 220В выполнить кабелем ВВГнг-LS-0.66 (2х1,5), 12В – ВВГнг-LS-0.66 (2х2,5).  
4. Выключатели установить на высоте 1,5–1,7 м., ответвительные коробки – 2,2 м от пола.  
5. Сеть освещения выполнена открыто по стенам в коробах.  
6. Согласно СП 52.13330.2016 освещенность в РУ-10кВ должна обеспечиваться не менее 75 лк.  
7. Замена ламп поз.4 в светильниках поз.2, выполняются без отключения трансформаторов.  
8. Прокладку кабелей между блоками выполнить в гофрированных ПВХ трубах 40мм совместно с кабелями отопления.  
После монтажа кабелей отверстия заделать цементным раствором.

**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**  
— — — — — сети освещения 220В  
— — — — — сети освещения 12В  
7 — мощность ламп, устанавливаемых в светильнике, Вт  
2,2 — высота установки светильника от уровня пола, м.

N поз.	Обозначение	Наименование	к-во	Примеч.
1	ШПСН-ЭПА	Шкаф питания собственных нужд	2 шт.	
2	НБП-02-60-003 УЗ	Светильник, IP54, УХЛ4 (с решеткой)	14 шт.	
3	NLL-A65-12-230-4K-E27	Лампа светодиодная Navigator E27, 220В, 12 Вт	11 шт.	1 рез.
4	NLL-A60-7-12/24-4K-E27	Лампа светодиодная Navigator E27, 12В, 7Вт, NLL-A60-7-12/24-4K-E27	5 шт.	1 рез.
5	PBO-42У2	Светильник переносной	1 шт.	
6	ПВ-2-16УЗ-30	Пакетный выключатель, двухполюсный, 16А, 220В, IP30	4 шт.	
7	ГОСТ 7396-76	Розетка двухполюсная ~220В / ~12В с заземляющим контактом (в составе ШПСН)	4 шт.	
8	Кор. 73 УЗ	Коробка ответвительная трехрожковая	4 шт.	
9	ВВГнг-LS-0,66	Кабель силовой с медными жилами 2х1,5	30 м.	
10	ВВГнг-LS-0,66	Кабель силовой с медными жилами 2х2,5	30 м.	
11		Кронштейн поворотный	4 шт.	

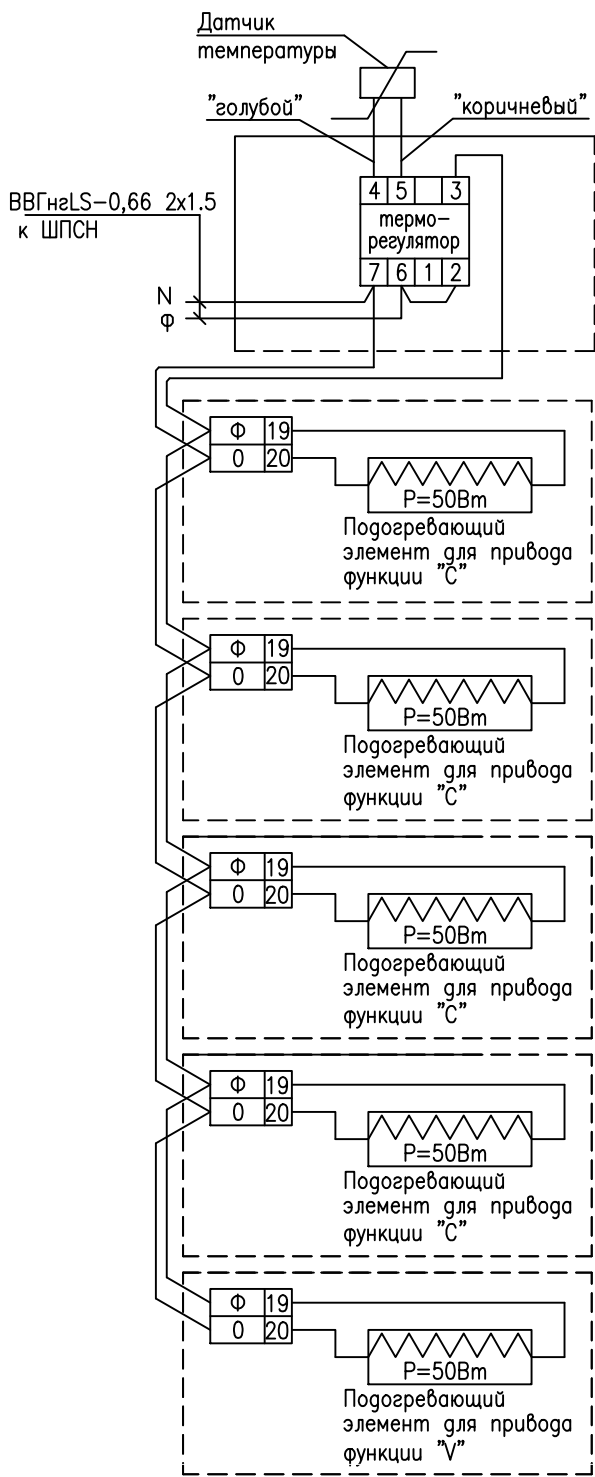


						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м						Стадия	Лист	Листов
						Р	16	
Освещение. План.						ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

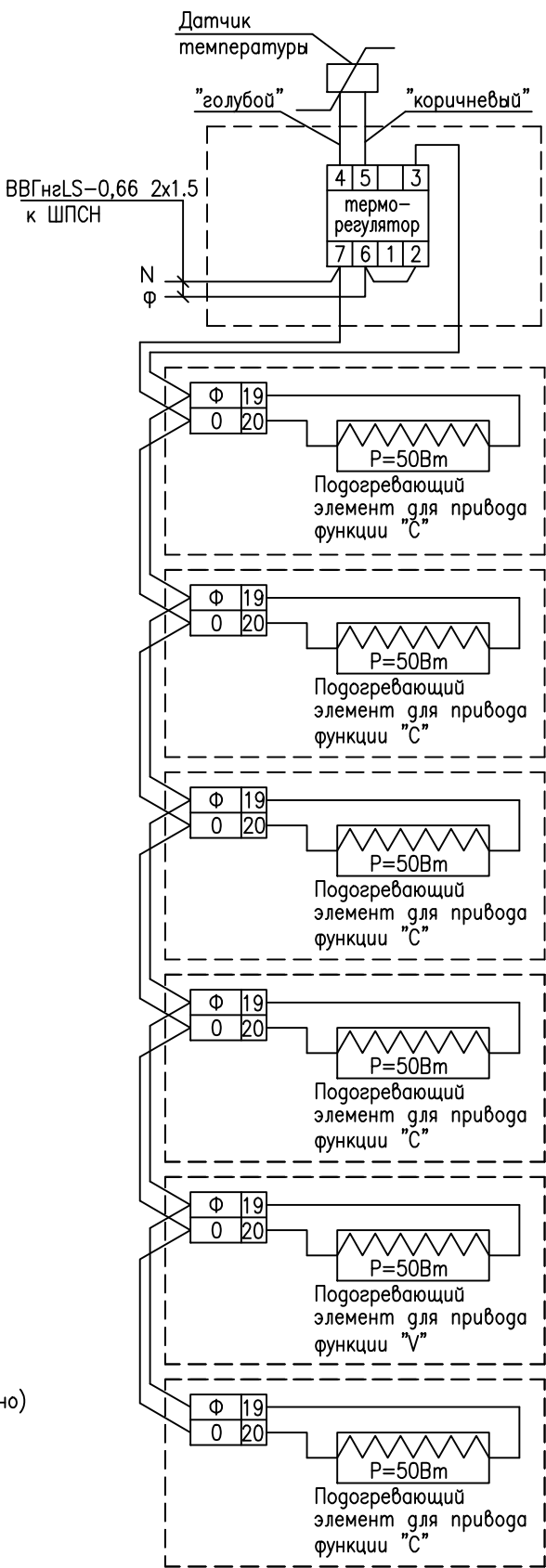


Согласовано				
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		

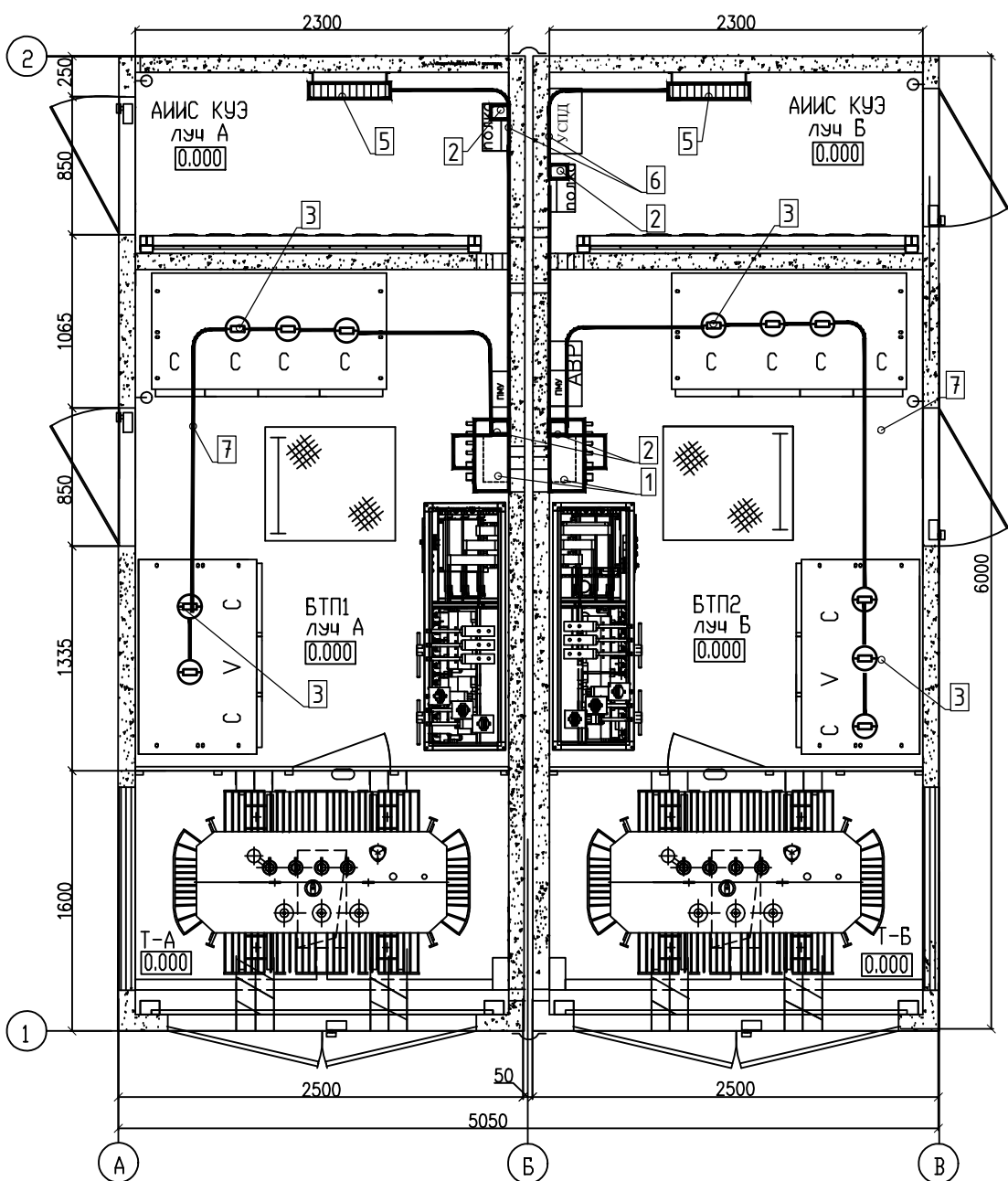
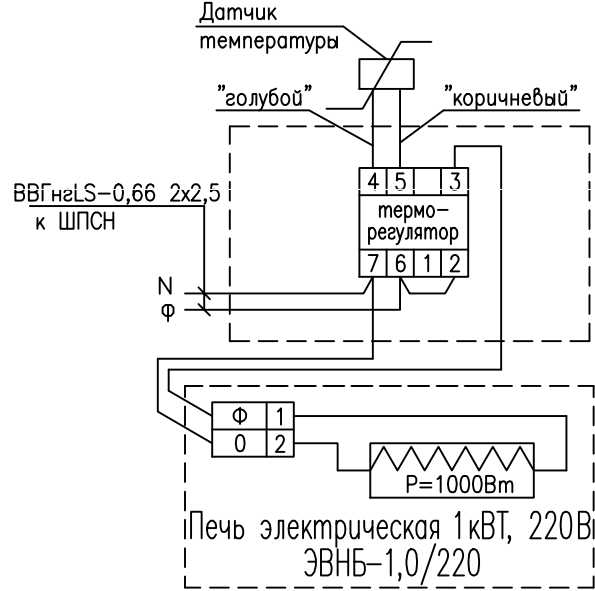
Блок-схема обогрева приводов КРУЭ ЭПА для БТП-1



Блок-схема обогрева приводов КРУЭ ЭПА для БТП-2



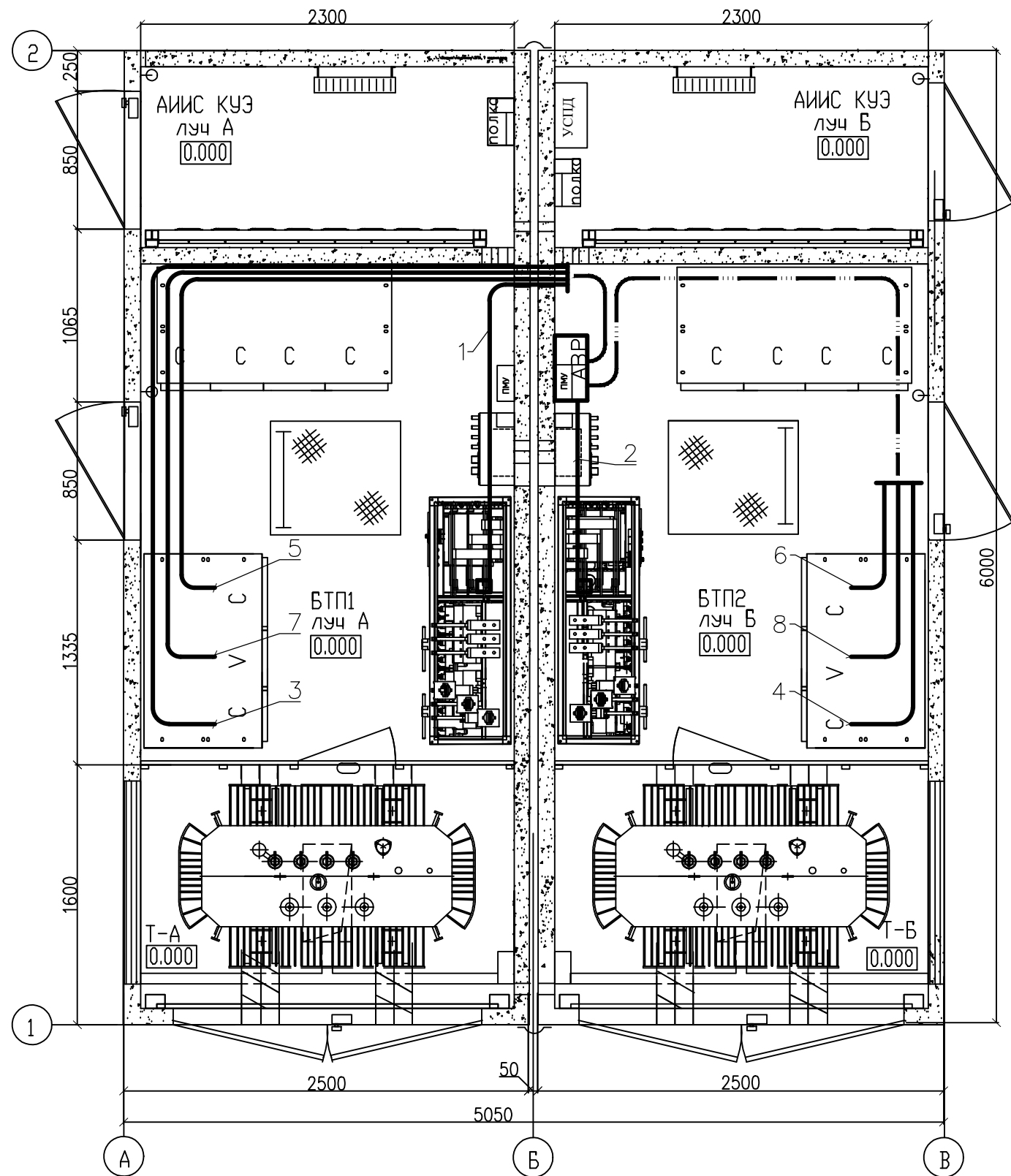
Блок-схема обогрева помещения учета БТП-1 (БТП-2 аналогично)



№п/п	Обозначение	Наименование	К-во	Примечание
1	ШПСН-ЭПА	Шкаф питания собственных нужд	2шт.	
2	ITR-3	Терморегулятор в боксе (10А)	4шт.	
3		Погревающий элемент для привода КРУЭ-ЭПА, 50V	11шт.	
4		Зажим наборный	11шт.	
5	ЭВНБ-1,0/220	Печь электрическая 1кВт, 220В	2шт.	
6	ВВГнгLS-0,66	Кабель силовой 2х2,5 кв.мм	30м	
7	ВВГнгLS-0,66	Кабель силовой 2х1,5 кв.мм	20м	

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
						Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		
						Стадия	Лист	Листов
						Р	17	
						Отопление. План.		
						ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

Привязан:	ГИП	Боярин
	Разработал	Боярин
	Проверил	Гончарук
Арх. №	Подпись	



NN	Начало	Конец	Кабель, провод
1	ШНН ЭПА луч А БТП1	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;4х2,5
2	ШНН ЭПА луч Б БТП2	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;4х2,5
3	КРУЭ ЭПА СВС(СР) луч А БТП1	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;2х1,5
4	КРУЭ ЭПА СВС(СВН) луч Б БТП2	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;10х1,5
5	КРУЭ ЭПА СВС(ШВН) луч А БТП1	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;10х1,5
6	КРУЭ ЭПА СВС(ШВН) луч Б БТП2	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;10х1,5
7	КРУЭ ЭПА СВС(ВЭ) луч А БТП1	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;2х1,5
8	КРУЭ ЭПА СВС (ВЭ) луч Б БТП2	Шкаф АВР	ВВГнгLS-0,66;2х1,5

Примечание:

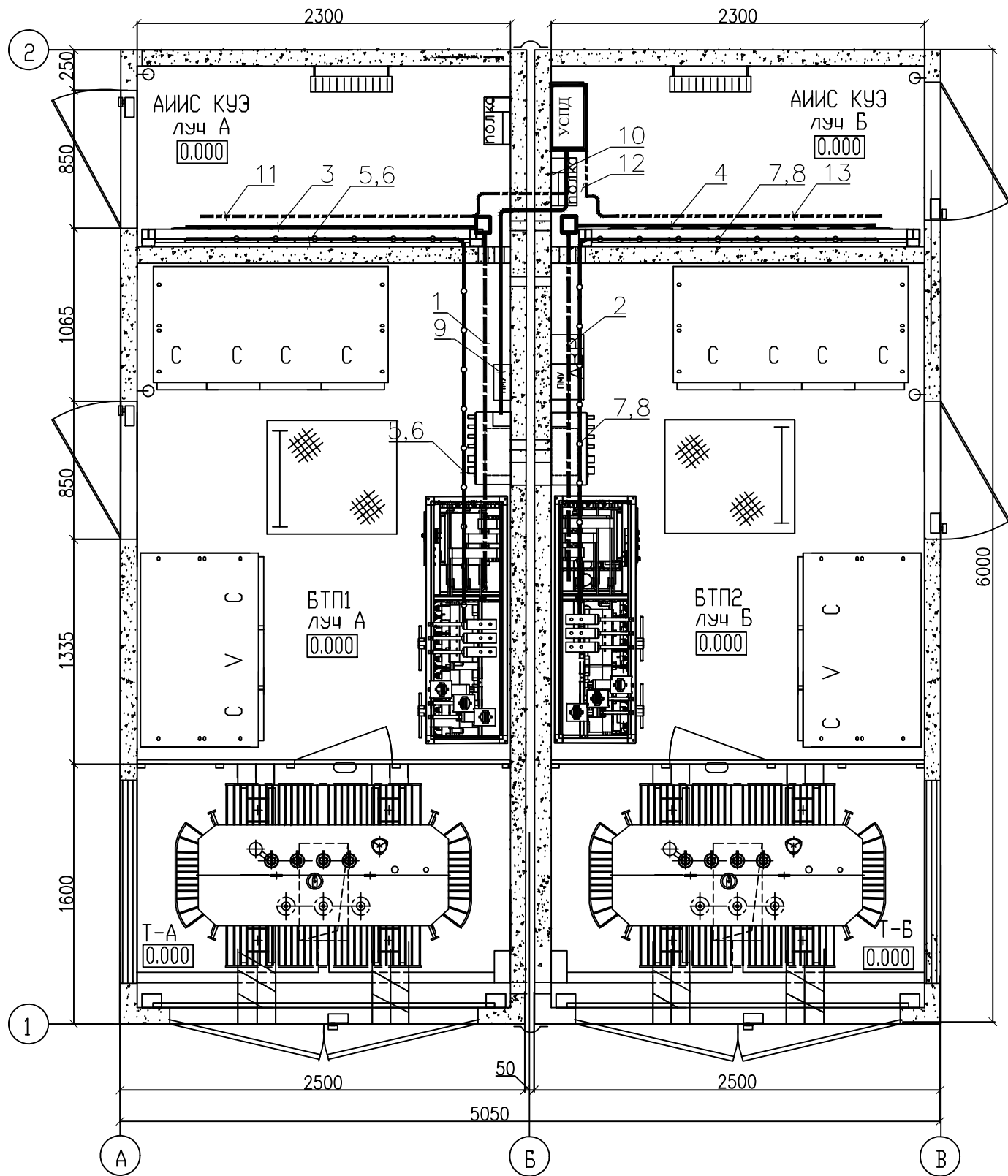
1. Прокладку кабелей выполнить открыто в кабель-канале по стенам, между блоками – в гофрированной ПВХ трубе 40мм. После монтажа кабелей отверстия заделать цементным раствором.

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

Привязан:	ГИП	Боярин			
	Разработал	Боярин			
	Проверил	Гончарук			
Арх. №	Подпись				

ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м				Стадия	Лист
				Р	18
План раскладки кабелей АВР				ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	

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



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
- — токовые цепи
  - — цепи напряжения
  - — питание УСПД
  - — информационные цепи

Nnn	Начало	Конец	Кабель		
Цепи напряжения					
1	ШНН-ЭПА Луч А	ПУ-1 а/в 4А	ВВГнг-LS 5х2,5		
2	ПУ-1 а/в 4А	ПУ-1, ИКК1.1 ...ИКК1.n(Wh1.1...Wh1.n)	ПугВ 4х1х2,5		
3	ШНН-ЭПА Луч Б	ПУ-2 а/в 4А	ВВГнг-LS 5х2,5		
4	ПУ-2 а/в 4А	ПУ-2, ИКК2.1 ...ИКК2.n(Wh2.1...Wh2.n)	ПугВ 4х1х2,5		
Токовые цепи					
5	ШНН-ЭПА Ввод Луч А ТТ1	ПУ-1, ИКК1(Wh1.0)	КВВГнг-LS 5х2,5		
6	ШНН-ЭПА Луч А ТТ1.1...ТТ1.n	ПУ-1, ИКК1.1 ...ИКК1.n(Wh1.1...Wh1.n)	(n)хВВГнг-LS 5х2,5		Wh1.1...1.n
7	ШНН-ЭПА Ввод Луч Б ТТ2	ПУ-2, ИКК2(Wh2.0)	КВВГнг-LS 5х2,5		
8	ШНН-ЭПА Луч Б ТТ2.1...ТТ2.n	ПУ-2, ИКК2.1 ...ИКК2.n(Wh2.1...Wh2.n)	(n)хВВГнг-LS 5х2,5		Wh2.1...2.n
9	ШПСН-ЭПА QF16, Луч А	УСПД	ВВГнг-LS-0,66 2х2,5		питание
10	УСПД	ПУ-1, ПР-3 1.0	КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6		RS485
11	ПУ-1, ПР-3 1.0	ПУ-1, ПР-3 1.1...1.n(Wh1.1...Wh1.n)	КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6		RS485
12	УСПД	ПУ-2, ПР-3 2.0	КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6		RS485
13	ПУ-2, ПР-3 2.0	ПУ-2, ПР-3 2.1...2.n(Wh2.1...Wh2.n)	КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6		RS485

Примечания:  
1. Тип, изготовитель и схема подключения счетчиков и УСПД определяется по отдельному проекту.  
2. Монтаж цепей напряжения на ПУ выполнить кабелем ПугВ 1х2,5.  
3. Монтаж цепей тока и напряжения от ИКК до Wh выполнить кабелем ПугВ 1х2,5.  
4. Прокладку между блоками выполнить в гофрированной ПВХ трубе 40мм. После монтажа кабелей отверстия заделать цементным раствором.

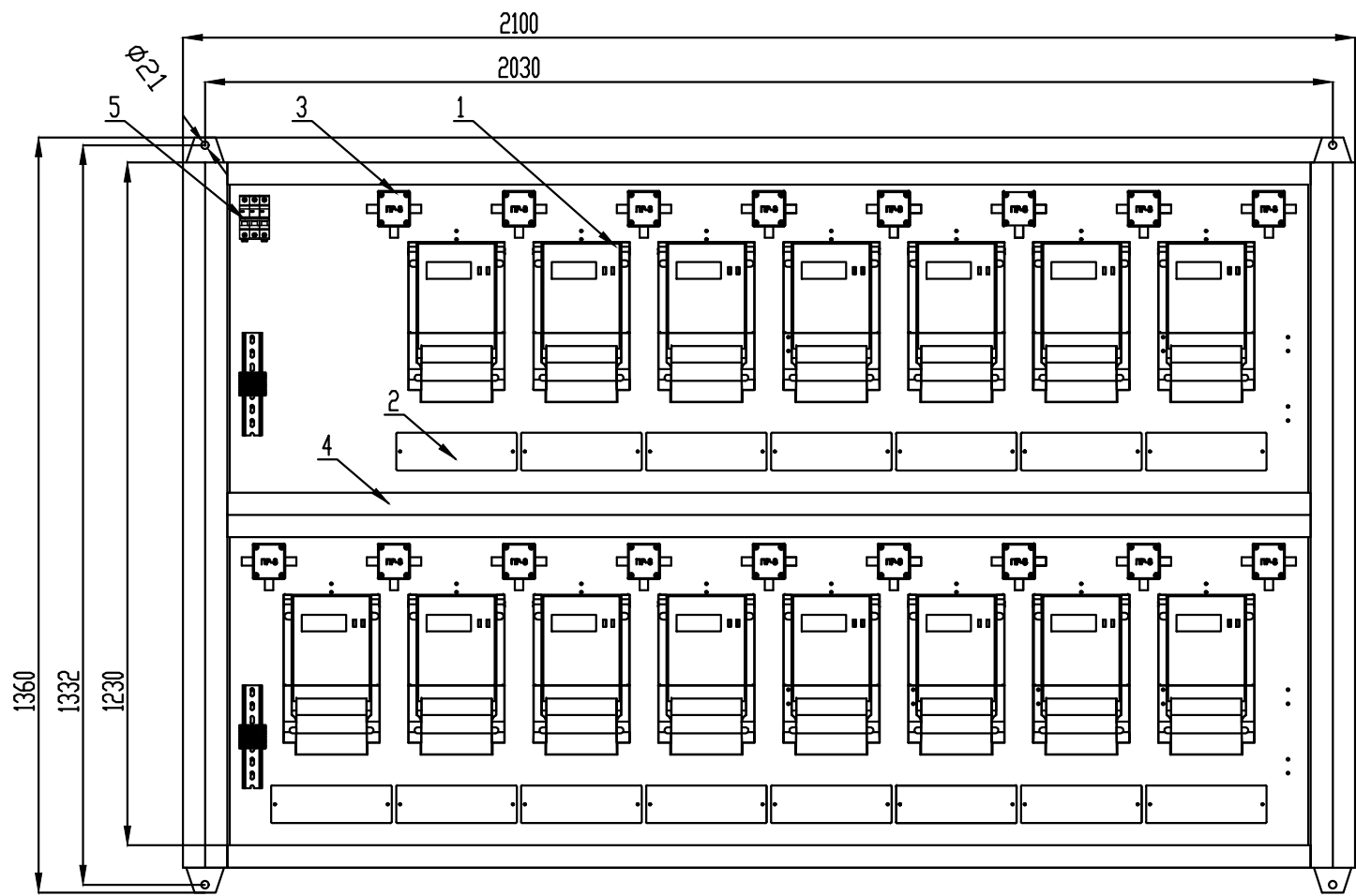
n = \_\_\_\_\_ — количество счетчиков на отходящих линиях

Привязан:				
Арх. №				Подпись

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС				
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		Стадия	Лист	Листов
ГИП	Боярин							Р	19	
Разработал	Боярин									
Проверил	Гончарук					План раскладки цепей учета		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

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

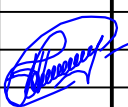
Внешний вид ПУ на 15 приборов учета



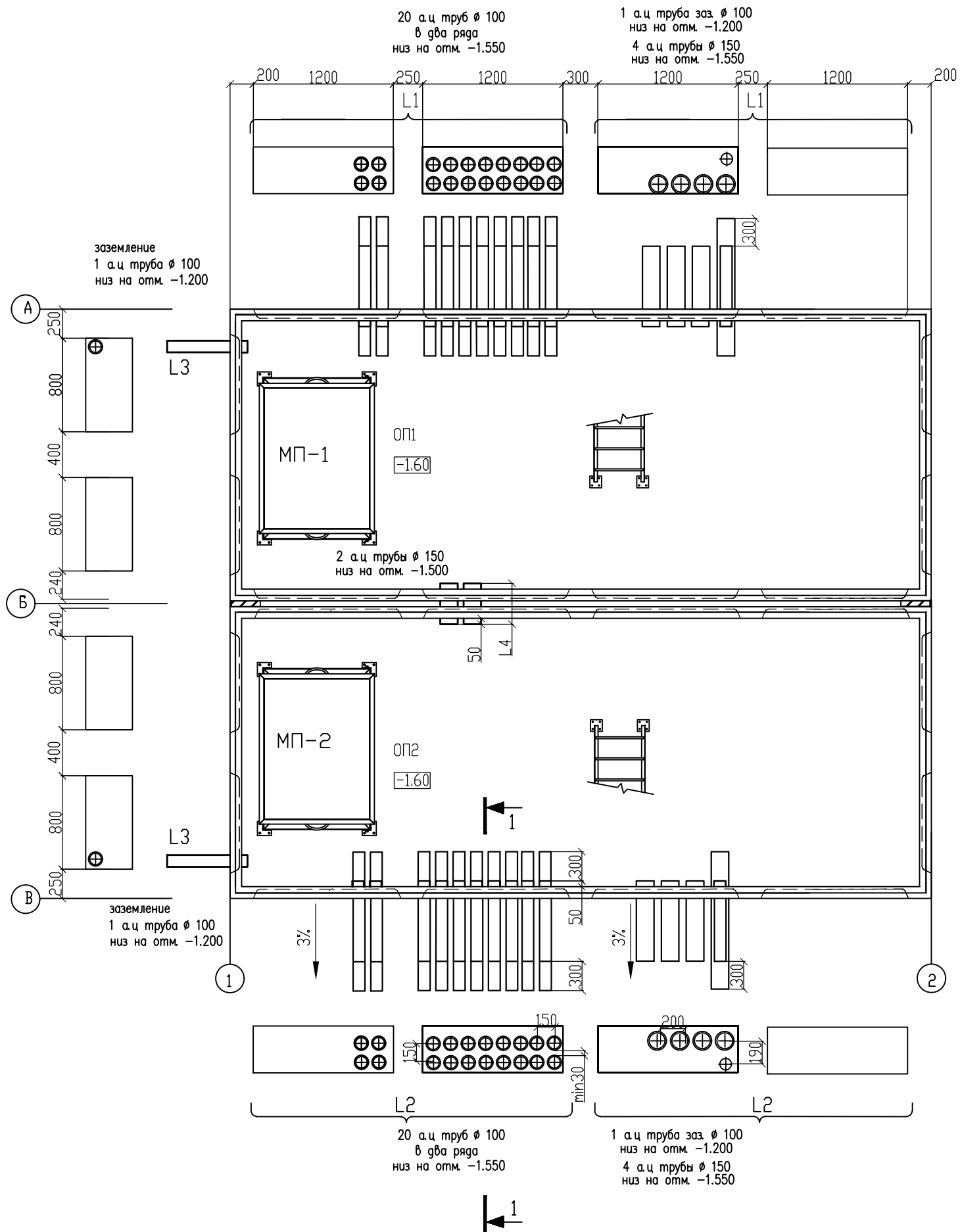
Nnn	Начало	Кол- во	Примечание
1	Счетчик ЭЭ	—	*
2	Испытательная клеммная коробка	—	*
3	Разветвитель интерфейса ПР-3	—	
4	ПВХ короб 80х60мм	—	
5	Автоматический выключатель MMS32R 4–6,3А	1	

\*Количество счетчиков в соответствии с однолинейной схемой.  
Указать места установки счетчиков, не устанавливаемые счетчики зачеркнуть.

Привязан:			
Арх. №		Подпись	

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС				
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин						Р	20	
Разработал		Боярин								
Проверил		Гончарук				Внешний вид панели учета		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

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



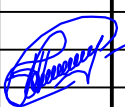
Спецификация материалов

Поз.	Наименование	Нижн. тр.		Верх. тр.		Общая длина	Примечание
		Ln(мм)	Кол.	Lb(мм)	Кол.		
L1	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L2	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L3	а/ц труба d=100мм						
L4	а/ц труба d=150мм	600	2				
	Итого: d=100мм						
	d=150мм						

ПРИМЕЧАНИЯ:

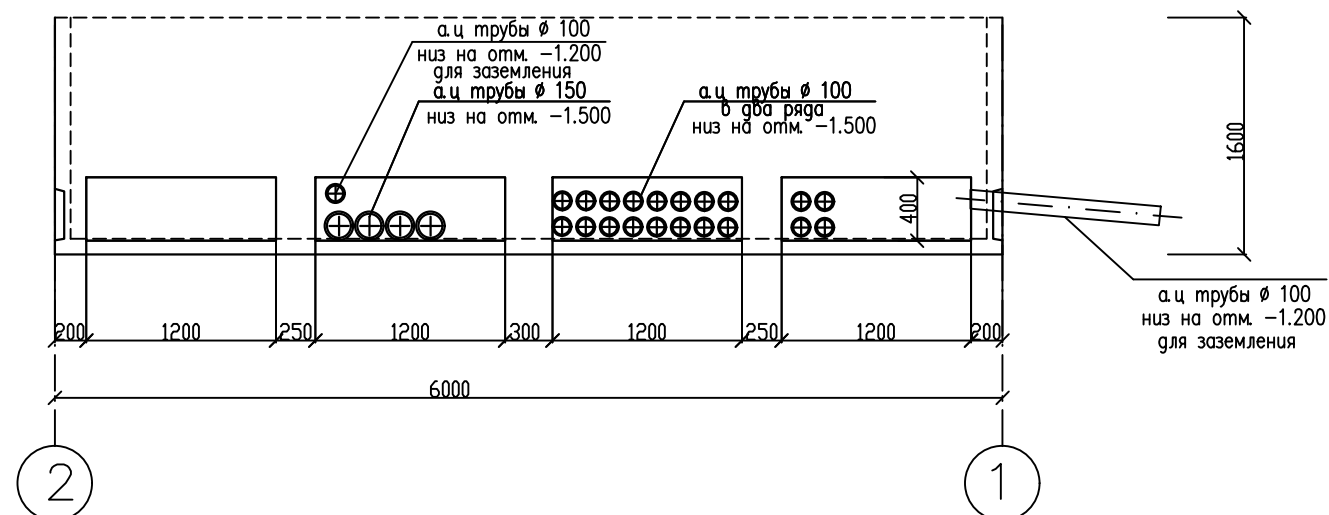
1. Трубы для внешних кабелей заложить с уклоном 2–3% в сторону улицы. Трубы для внешних кабелей должны выходить за внешний контур заземления. Вылет верхнего ряда труб за внешний контур заземления не менее 100мм.
2. При прокладке труб в два ряда, верхние трубы должны быть на 300мм короче нижних.
3. Места ввода асбестоцементных труб в приямок заделать цементным раствором.
4. Для герметизации выходов кабелей из труб использовать уплотнители типа УКПТ.
5. После прокладки внешние кабели покрыть огнезащитной пастой марки "Силотерм" или согласованным аналогом.
6. По окончании работ заделать и уплотнить все отверстия, восстановить (при необходимости) гидроизоляцию.
7. На резервные трубы установить заглушки с обеих сторон.
8. А/ц трубы закладывать с зазором 30–50 мм для обеспечения возможности установки УКПТ.

Привязан:			
Арх. №		Подпись	

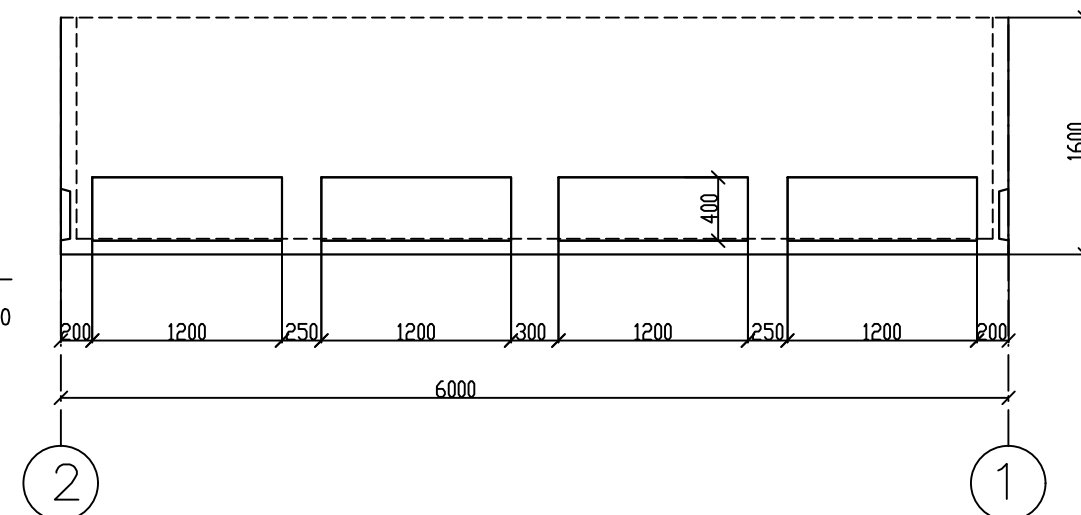
						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин					Р	21	
Разработал		Боярин							
Проверил		Гончарук				Стандартное расположение труб	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		



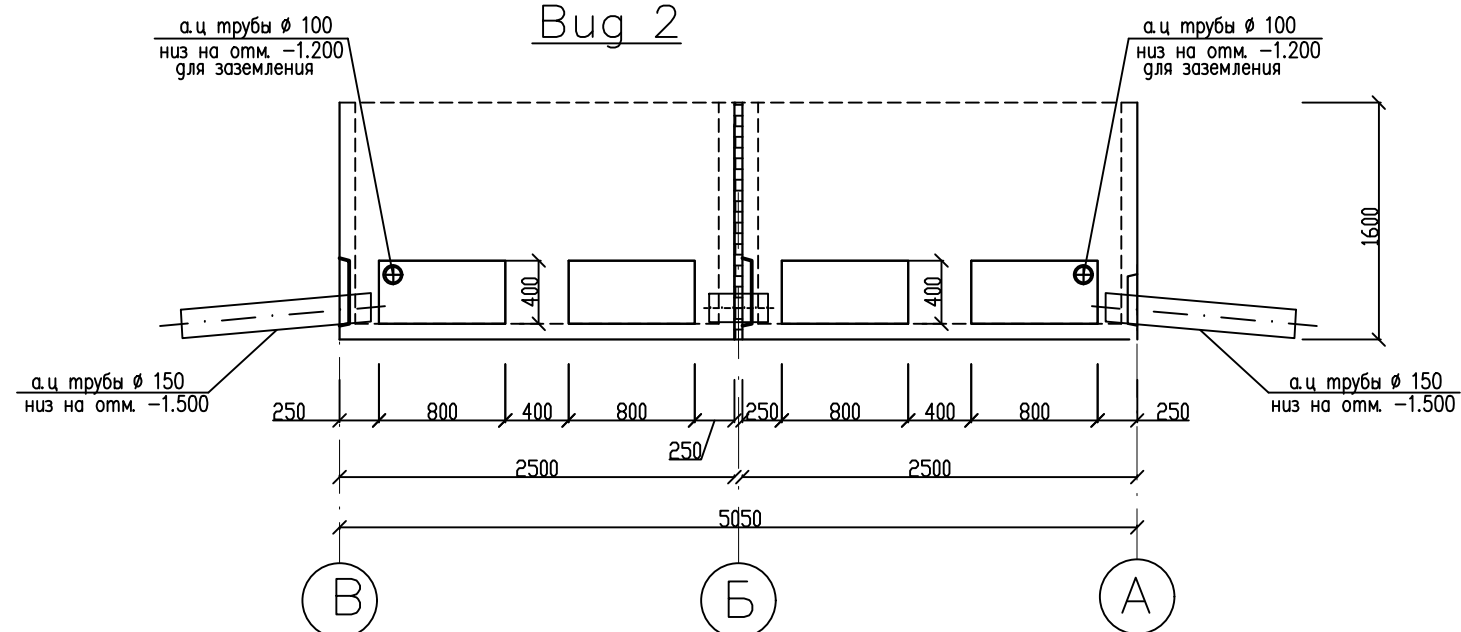
## Объемные прямки.

Bug 1

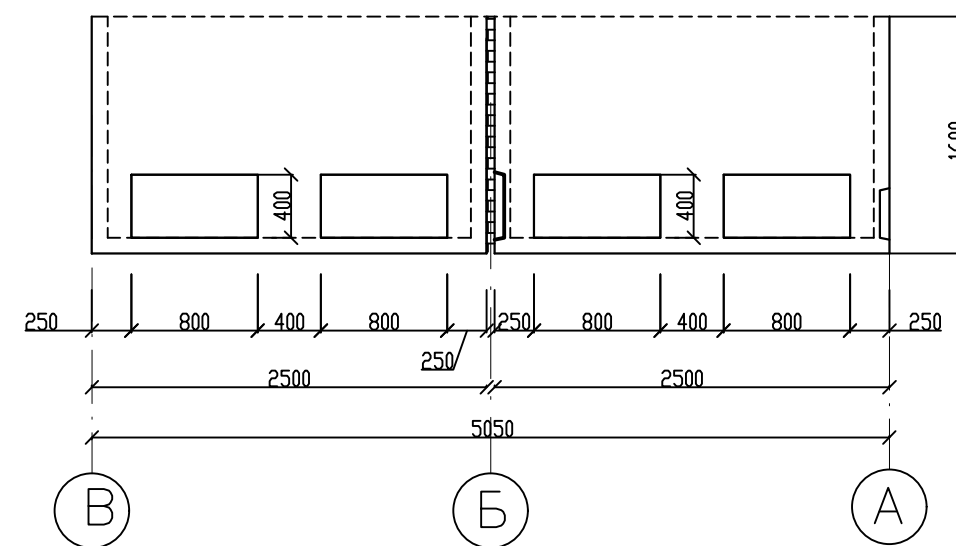
Вуг 1 (без труб)




## Bug 2



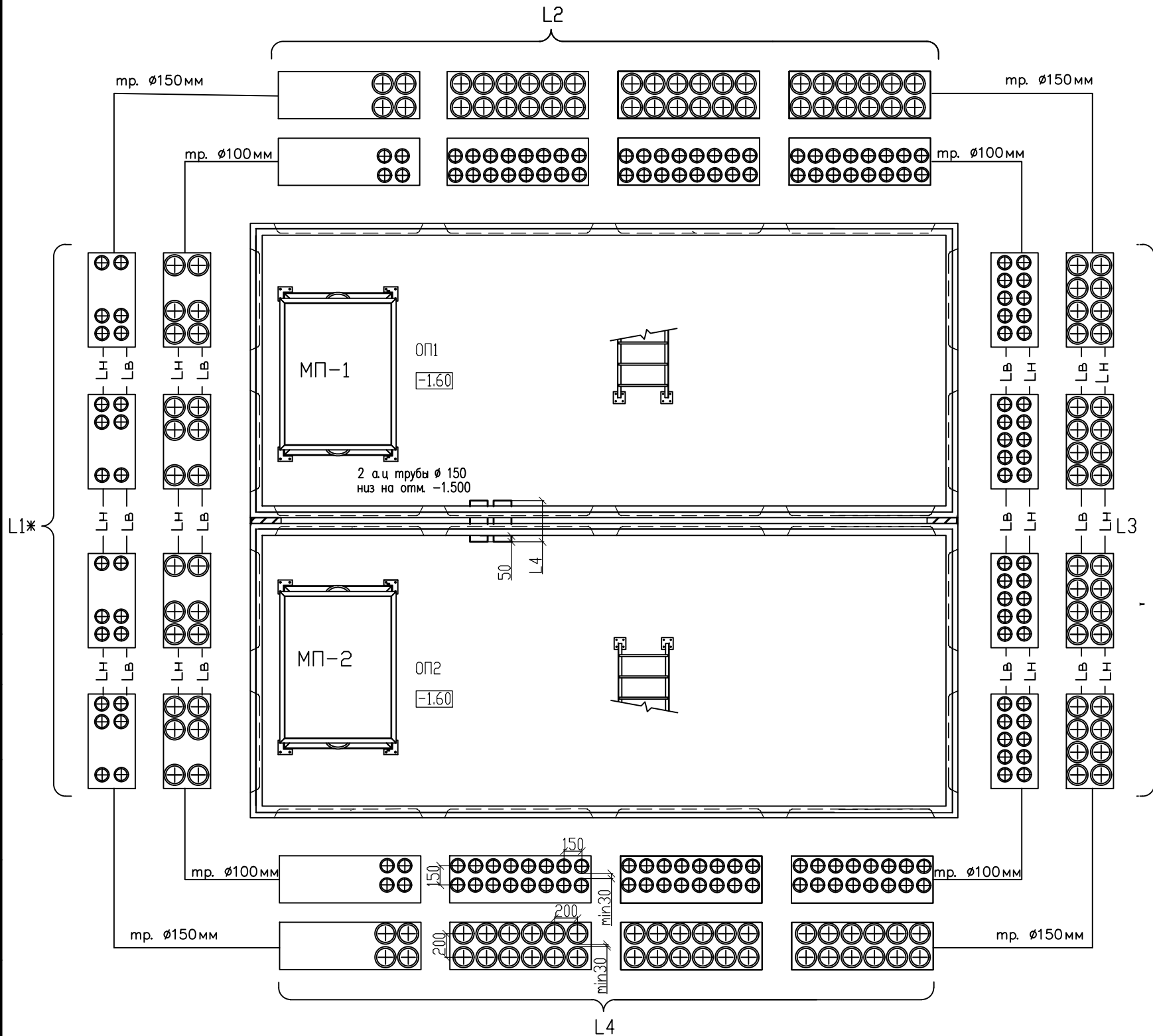
Виг 2(без труб)



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

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР с стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Боярин					Р	22	
						Объемные прямки	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
Проверил		Гончарук							

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



Спецификация материалов

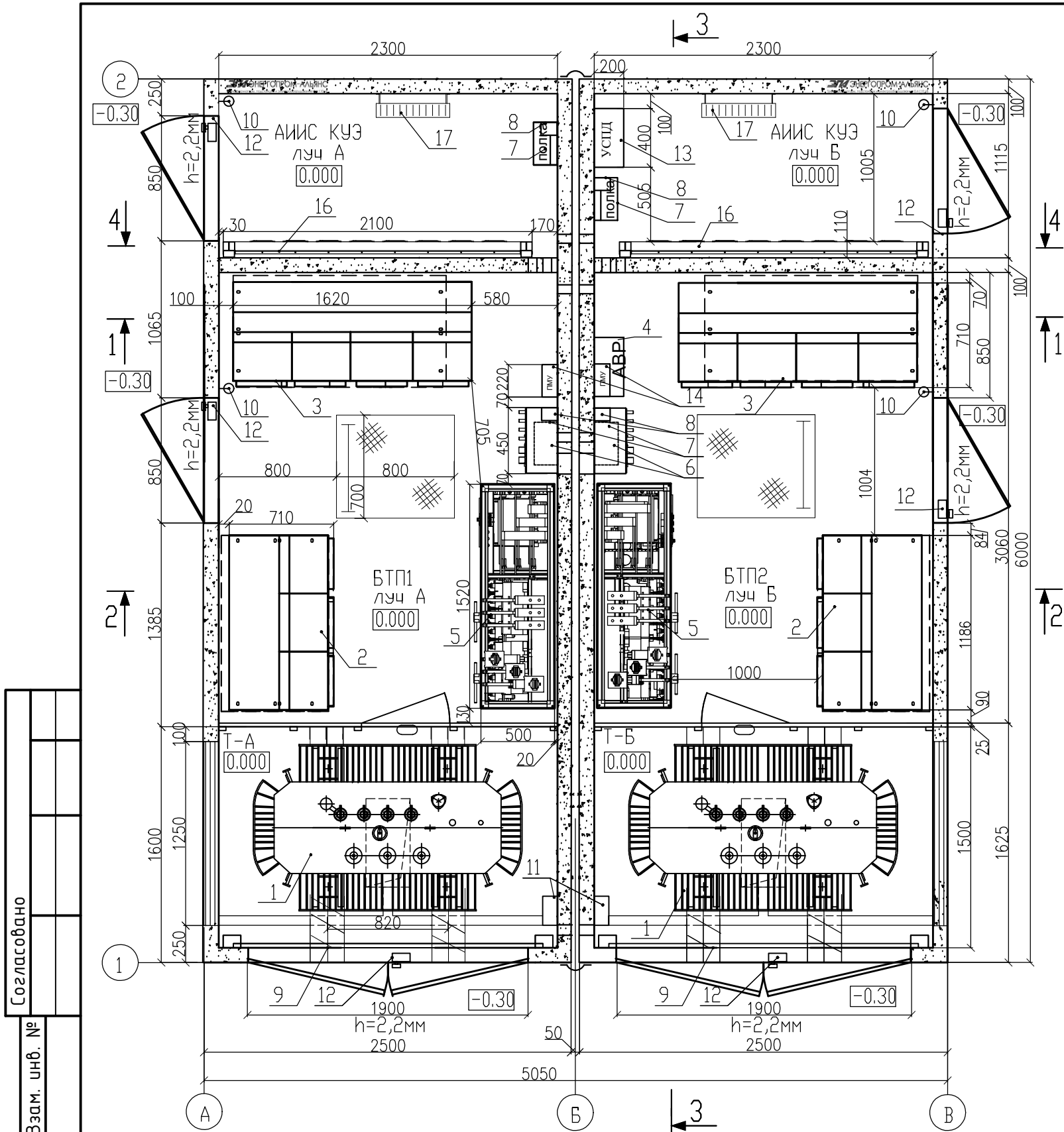
Поз.	Наименование	Нижн. тр.		Верх. тр.		Общая длина	Примечание
		Лн(мм)	Кол.	Лв(мм)	Кол.		
L1*	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L2	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L3	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L4	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L5	а/ц труба d=150мм	600	2				
	Итого: d=100мм						
	d=150мм						

- ПРИМЕЧАНИЯ:
1. Трубы для внешних кабелей заложить с уклоном 2–3% в сторону улицы.
  2. Трубы для внешних кабелей должны выходить за внешний контур заземления. Вылет верхнего ряда труб за внешний контур заземления не менее 100мм.
  3. При прокладке труб в два ряда, верхние трубы должны быть на 300мм короче нижних (см. 1–1).
  4. Места ввода асбестоцементных труб в приямок заделать цементным раствором.
  5. Для герметизации выходов кабелей из труб использовать уплотнители типа УКПТ с обеих сторон.
  6. После прокладки внешние кабели покрыть огнезащитной пастой марки "Силотерм" или согласованным аналогом.
  7. По окончании работ восстановить целостность полов и стен, заделать и уплотнить все отверстия, восстановить (при необходимости) гидроизоляцию.
  8. На резервные трубы установить заглушки.
  9. А/ц трубы закладывать с зазором 30–50 мм для обеспечения возможности установки УКПТ.

На листе показаны варианты возможного расположения асбестоцементных труб D=150 и D=100 мм. При привязке ненужные трубы зачеркнуть.  
\* В случае необходимости допускается установка труб при условии дополнительной защиты КЛ в месте прохода через подставку маслосборника.

Привязан:			
Арх. №	Подпись		

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м		
ГИП	Боярин					Стадия	Лист	Листов
Разработал	Боярин					Р	23	
Проверил	Гончарук					Привязка труб в объемных приямках		
						ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
1	ТМГ кВА Д/Ун-11 **	Трансформатор силовой масляный герметичный	2	
2	RM-6 функции IDI	Комплектное РУ (трансформаторный блок)	2	
3	RM-6 функции IIII	Комплектное РУ (кабельный блок)	2	
4	ABP 6-20 TV	Устройство автоматического ввода резерва	1	
5	ШНН-ЭПА-14-2500(1600)*****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 14 присоединений	2	
	ШНН-ЭПА-8-2500(1600)- ____ (Н)*****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 8 присоединений и одним отх а/в: - HGS _____А с расцепителем GPR LP		
	ШНН-ЭПА-6-2500(1600)-2500 (Н) *****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 6 присоединений и одним отх а/в : - HGS 2500 А с расцепителем GPR LP		
6	A-300.04.00.00A	Шкаф питания собственных нужд	2	
7	ШПСН-ЭПА	Пола инвентарная	4	
8	ITR-3	Терморегулятор с датчиком в боксе (10А, 220В)	4	
9	ЭПА 016.00.00.000	Барьер съемный	2	
10	ШО-15У1 (ШУ-35У1 для 20кВ)	Изолирующая штанга	4	
11	ЭПА 006.01.00.000	Кожух для защиты кабеля	2	
12	ИО-102-20	Конечный выключатель	6	
13	УСПД	Шкаф УСПД	1	см. примечания п.1
14	ПМУ	Пост местного управления	2	см. примечания п.1
15	ЭСИ 300.11.00 Б	Инвентарная подставка	2	
16	ПУ1, ПУ2	Панель учета со счетчиками согласно схеме	2	до 15 счетчиков
17	ЭВНБ-1,0/220 УХЛ4	Печь электрическая 1кВт, 220В	2	

Примечания:  
1. Тип, изготовитель, комплектация УСПД, ПМУ определяется по отдельному проекту.  
Система учета электроэнергии обеспечивает интеграцию с системой АИИС КУЭ ПАО «Россети – Московский регион».

2. Высота объемных приямков в чистоте – 1500мм

3. На компоновке показан силовой трансформатор ТМГ12 1250/10.

4. 2БКТП производства ООО "ЭП-А" представляет собой готовое изделие, полностью укомплектованное оборудованием.

\*\* Указать тип (например: –мш, Х1К1, ТМГ12), мощность, номинальное напряжение силового трансформатора,  
\*\*\*\*\* указать в соответствии с листом 2.1:  
– тип ШНН-ЭПА в соответствии с устанавливаемым отходящим автоматическим выключателем и количеством отходящих фидеров (ненужное зачеркнуть).  
Номинальный ток отходящего автоматического выключателя  
Тип отходящего автоматического выключателя (ненужное зачеркнуть).


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

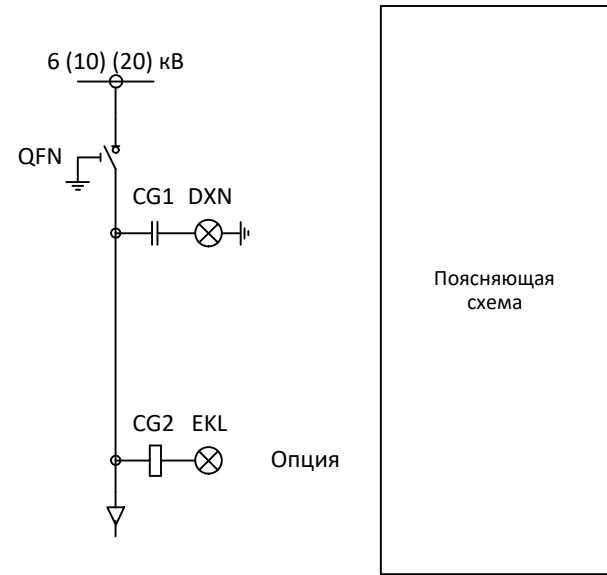
ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Приязан:		ГИП	Боярин		
		Разработал	Боярин		
		Проверил	Гончарук		
Арх. №		Подпись			
Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м				Стадия	Лист
				Р	24
Компоновка оборудования. Взаимозаменяемость с КРУЭ RM6.				Листов	
				000 "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	



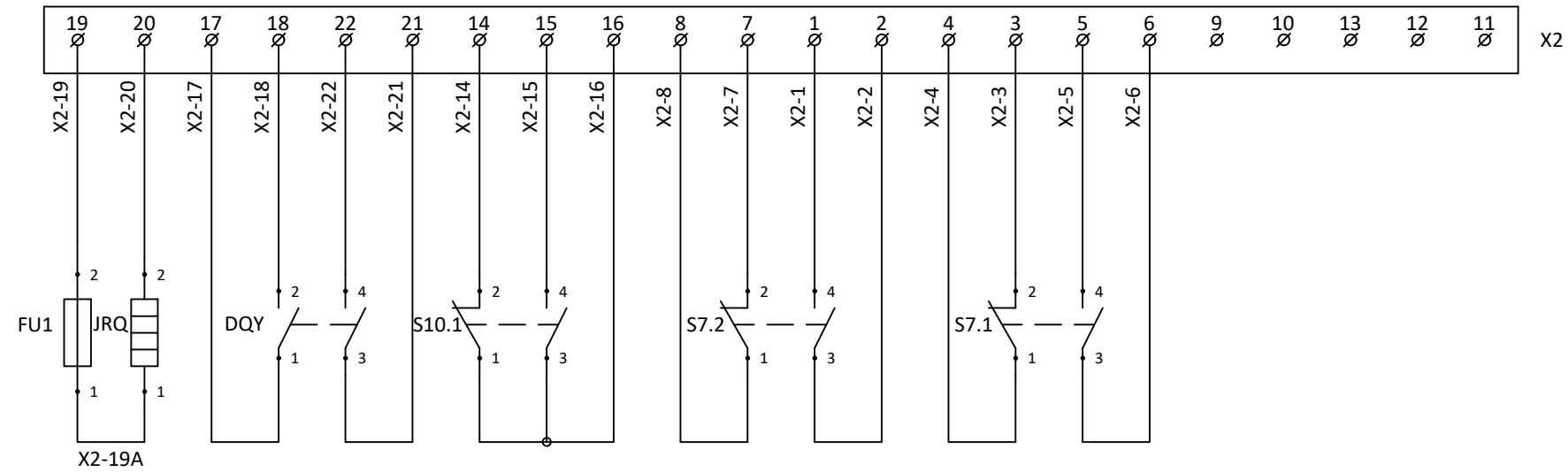


№	Обознач.	Наименование	Кол-во	Примеч.
1	E1, E2	РНПП-311М, реле контроля фаз, 380В, 50Гц	2	Новатек
2	HL1	Лампа со встр. светодиодом СКЛ-14А красная	1	Каскад-Электро
3	KN1...KN3	Реле указательное, РЭПУ-12М-201-1-У3, 220В, 50Гц	3	Промэлектро
4	KM1, KM2	Контактор ПМ12-010551-10А-220АС-УХЛ4-В (2НЗ+4НО)	1	КЭАЗ
5	KT1, KT2	РЭВ-201, реле времени двухканальное, 220В, 50Гц, 0,1..220	1	Новатек
6	QF1...QF9	Автоматический выключатель ВА 47-29 С2	9	ИЭК
		Контакт состояния AUX S2C-11 (3 шт.)		
7	SA1	Переключатель с фиксацией 2 позиции XB4BD25	1	
8	XT1...XT4	M4/6 Клемма винт 4мм.кв., серый	36	ABB
9	XTN	M4/6N Клемма винт 4мм.кв., синий	8	ABB
10	XTN	M6/8N Клемма винт 6мм.кв., синий	3	ABB
11	KL1..KL7	Реле CR-M230AC4L 230В AC 4ПК (6А), цоколь CR-M4LS	7	ABB
12	C1	К 73-17, 0,1 мкФ, 630В, 10%	1	
13	X5	Клемма двухуровневая 2,5мм.кв. серый	4	

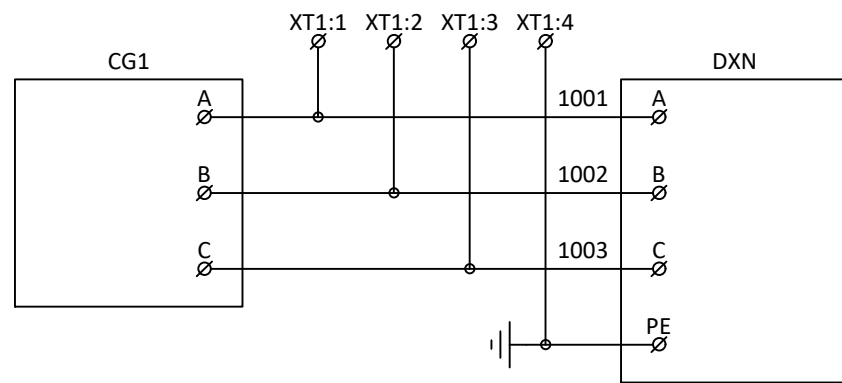
Инв. # подл	Изм	Лист	# докум.	Подп.	Дата	Шкаф устройства АВР на стороне среднего напряжения ТП 6-20/0,4кВ	Лит.	Масса	Масштаб
							Лист 1	Листов 4	
							 Трансформаторы, подстанции и электрооборудование 0,4-110 кВ +7 (495) 150-72-22		
							Формат А4		



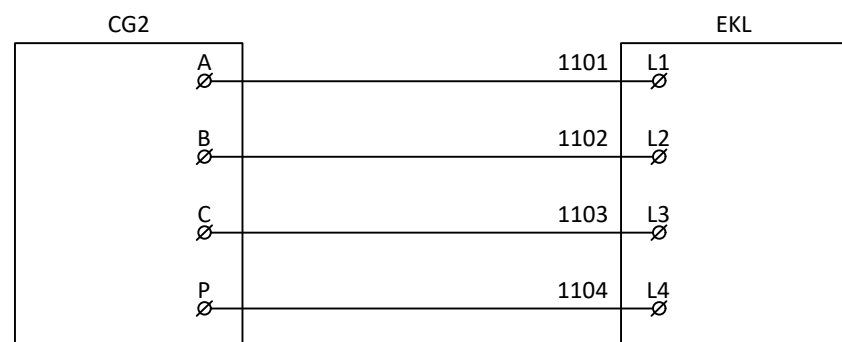
Обогрев (опция)	Низкое давление элегаза (опция)		ЗН СР откл.	ЗН СР вкл.	СР откл.	СР вкл.	СР откл.	СР вкл.	Резерв
	Предупреж- дение	Авария							




S7 – положение СР  
S10 – положение ЗН СР  
DQY – выходные контакты манометра (опция)  
JRQ – обогрев (опция)



Индикатор  
наличия  
напряжения



Индикатор  
тока короткого  
замыкания  
(опция)

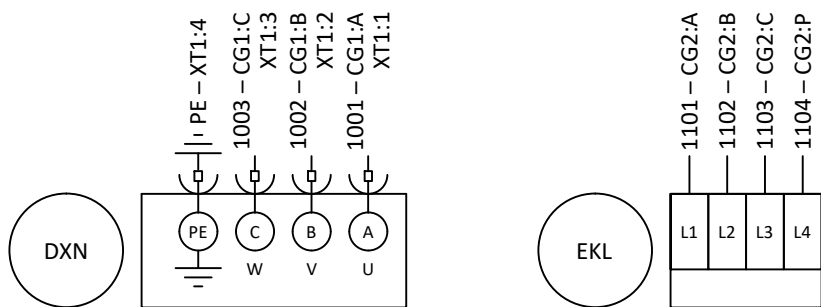
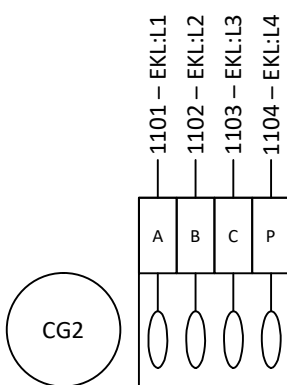
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Функция С без моторного привода (исп. МКС – СР)	Литера			Масса	Масштаб
Разраб.										
Пров.										
Т.контр.										
Н.отдела					Схема электрическая принципиальная	Лист 1			Листов 1	
Н.контр.						 <b>ЭНЕРГОПРОМАЛЪЯНС</b> Трансформаторы, подстанции и электрооборудование 0,4-110 кВ				
Утв.										


Копировал

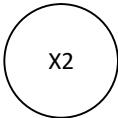
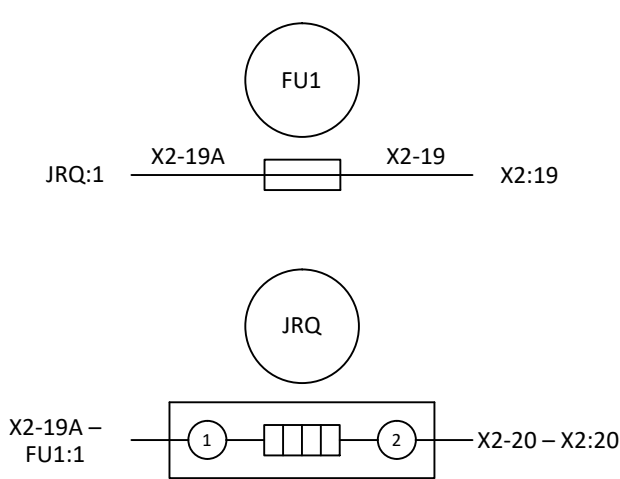
Формат А3



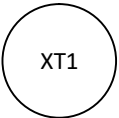




Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<p align="center"><b>Функция С</b> <b>без моторного привода</b> <b>(исп. МКС – СР)</b></p>	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.								
Пров.								
Т.контр.								
Н.отдела					<p align="center"><b>Схема электрическая</b> <b>монтажная</b></p>	Лист 1		Листов 2
Н.контр.						 <p align="center"><b>ЭНЕРГОПРОМАЛЫАНС</b> Трансформаторные подстанции и электрооборудование СЗ-15кВ</p>		
Утв.								



Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X2-1	S7.2:4
		2	X2-2	S7.2:3
		3	X2-3	S7.1:2
		4	X2-4	S7.1:1
		5	X2-5	S7.1:4
		6	X2-6	S7.1:3
		7	X2-7	S7.2:2
		8	X2-8	S7.2:1
		9		
		10		
		11		
		12		
		13		
		14	X2-14	S10.1:2
		15	X2-15	S10.1:4
		16	X2-16	S10.1:1
		17	X2-17	DQY:1
		18	X2-18	DQY:2
		19	X2-19	FU1:2
		20	X2-20	JRQ:2
		21	X2-21	DQY:3
		22	X2-22	DQY:4

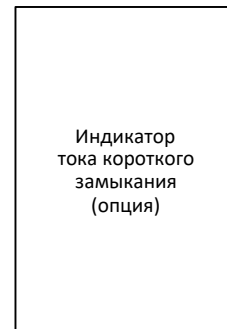
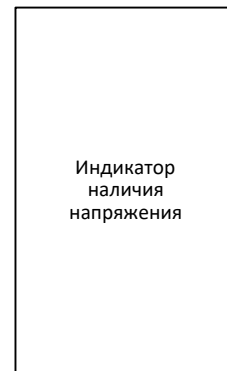
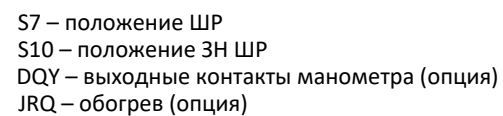
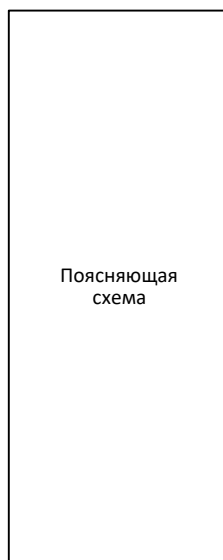


Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	1001	DXN:A
		2	1002	DXN:B
		3	1003	DXN:C
		4	1004	DXN:PE
		5		
		6		

Отсек выключателя

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

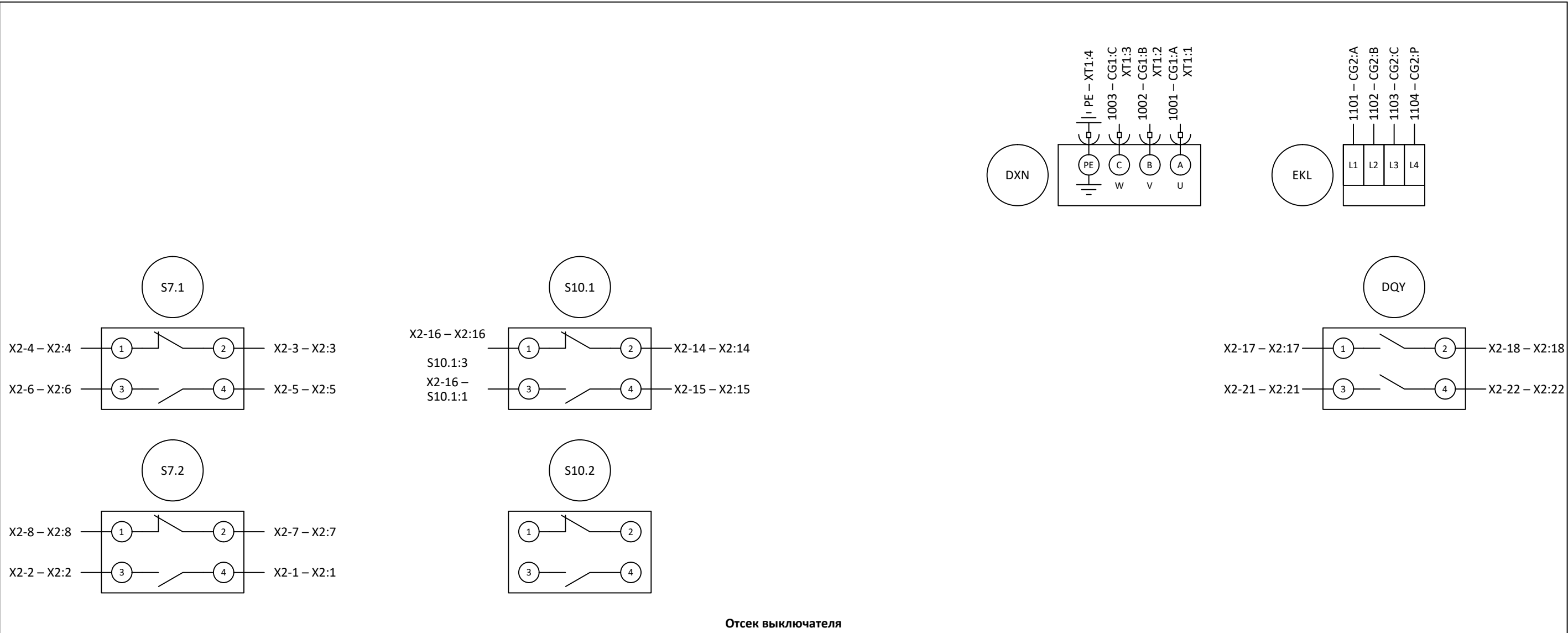
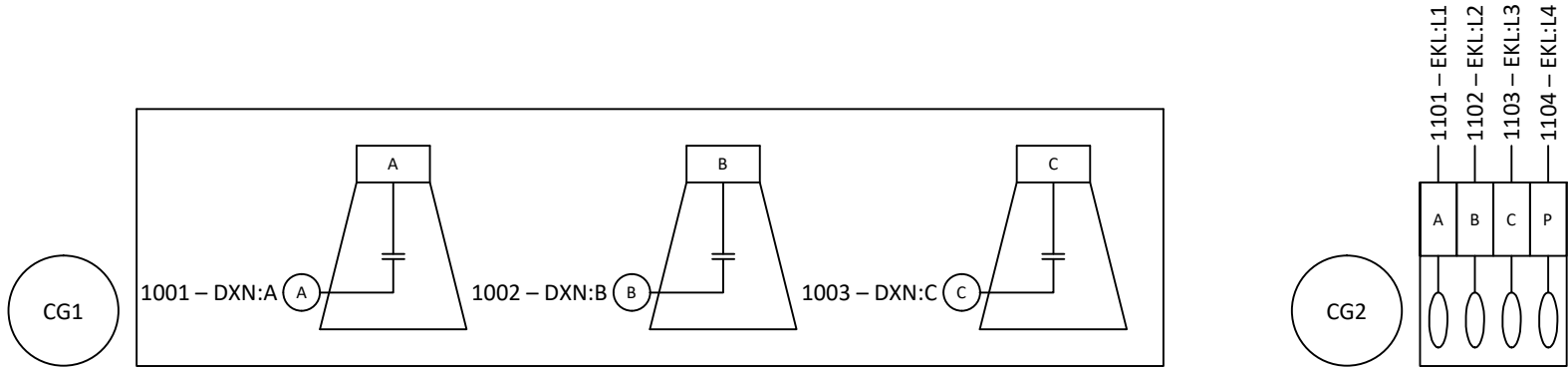
Схема электрическая  
монтажная



Формат А3

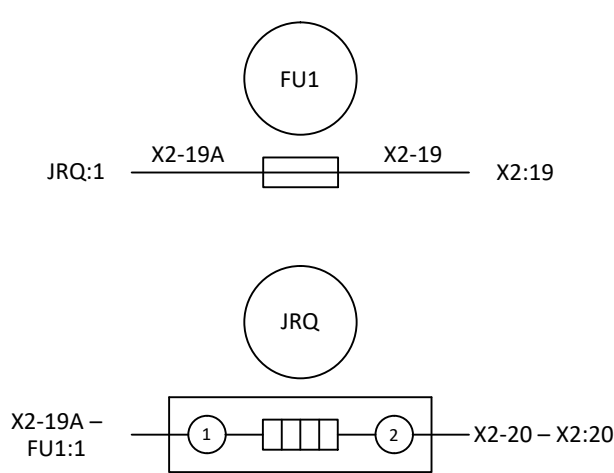


Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
CG1	Емкостный изолятор	3	
CG2	Датчик тока короткого замыкания	4	опция
DQY	Выходной контакт манометра	2	опция
DXN	Устройство наличия напряжения DXN-10 (20)/Т4-НК	1	
EKL	Индикатор тока короткого замыкания	1	опция
FU1	Предохранитель	1	опция
JRQ	Нагреватель конвекционный DJR-0,5-G	1	опция
QFN	ВН/ЗР 10 (20) кВ, 630А, 20кА	1	
S7	Концевой выключатель положения ШР	2	
S10	Концевой выключатель положения ЗН ШР	2	
XT1	Клеммник проходной 20А/2.5mm2	6	
X2	Клеммник проходной 20А/2.5mm2	22	



Отсек выключателя

						Функция С без моторного привода (исп. МКС – ШР)	Литера			Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема электрическая монтажная	Лист 1			Листов 2		
Разраб.											
Пров.											
Т.контр.											
Н.отдела											
Н.контр.						 Технические карты, монтажные и электромонтажные чертежи Ф.А. 119 кВ					
Утв.											



X2

Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X2-1	S7.2:4
		2	X2-2	S7.2:3
		3	X2-3	S7.1:2
		4	X2-4	S7.1:1
		5	X2-5	S7.1:4
		6	X2-6	S7.1:3
		7	X2-7	S7.2:2
		8	X2-8	S7.2:1
		9		
		10		
		11		
		12		
		13		
		14	X2-14	S10.1:2
		15	X2-15	S10.1:4
		16	X2-16	S10.1:1
		17	X2-17	DQY:1
		18	X2-18	DQY:2
		19	X2-19	FU1:2
		20	X2-20	JRQ:2
		21	X2-21	DQY:3
		22	X2-22	DQY:4

ХТ1

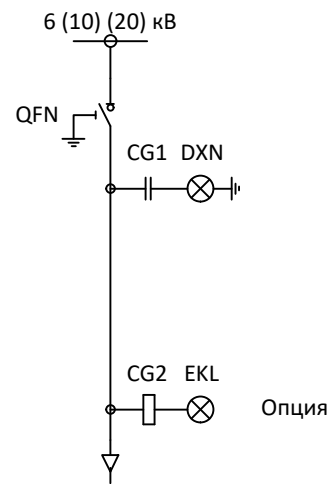
Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	1001	DXN:A
		2	1002	DXN:B
		3	1003	DXN:C
		4	1004	DXN:PE
		5		
		6		

Отсек выключателя

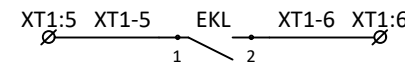
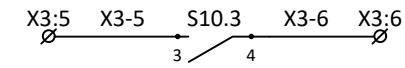
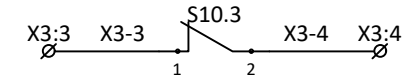
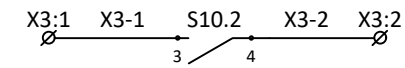
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Схема электрическая  
монтажная

Инв. № подл.	Подп. и дата



Поясняющая  
схема

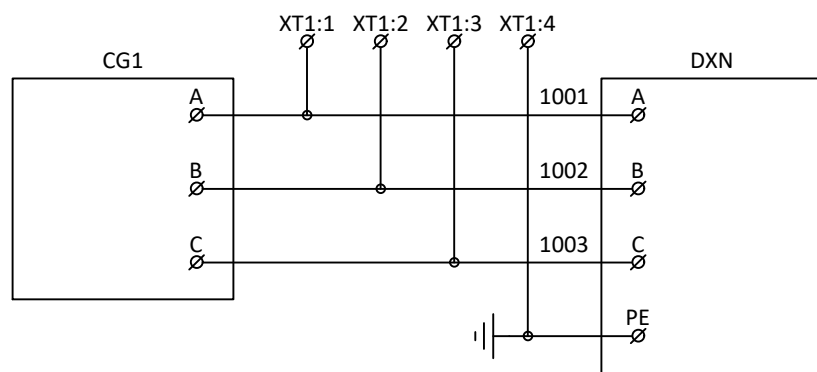


ЗН ЛВН  
вкл.

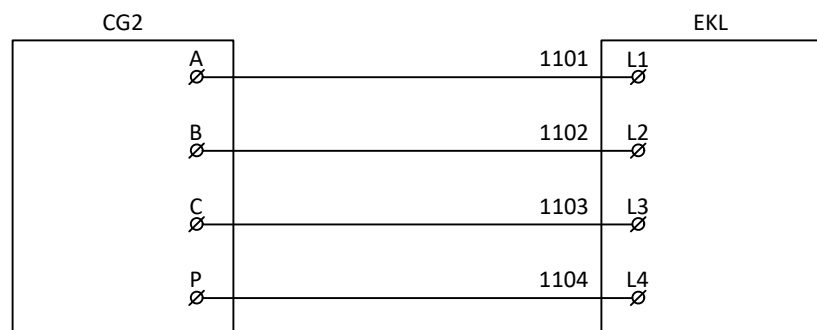
ЗН ЛВН  
откл.

ЗН ЛВН  
вкл.

Сигнал тревоги о  
замыкании на землю  
(опция)



Индикатор  
наличия  
напряжения



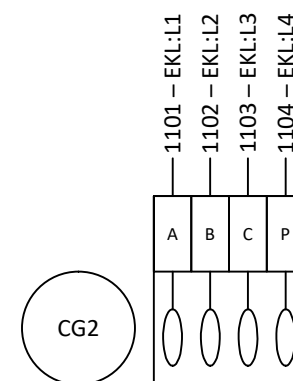
Индикатор  
тока короткого  
замыкания  
(опция)

									Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Функция С с моторным приводом (исп. МКС – ЛВН)						
Разраб.											
Пров.											
Т.контр.											
Н.отдела					Схема электрическая принципиальная	Лист 1			Листов 2		
Н.контр.											
Утв.											

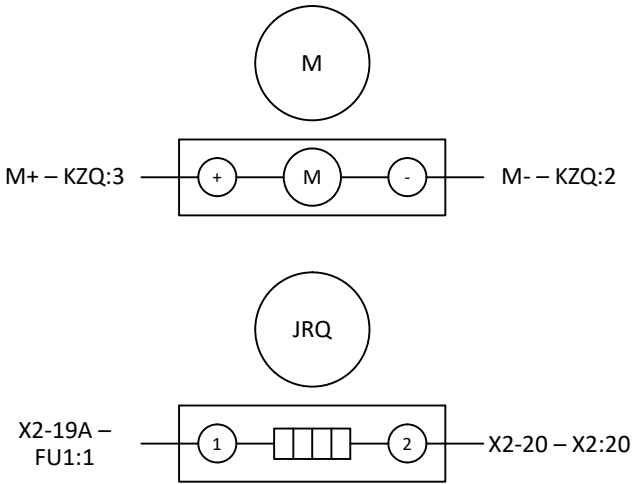
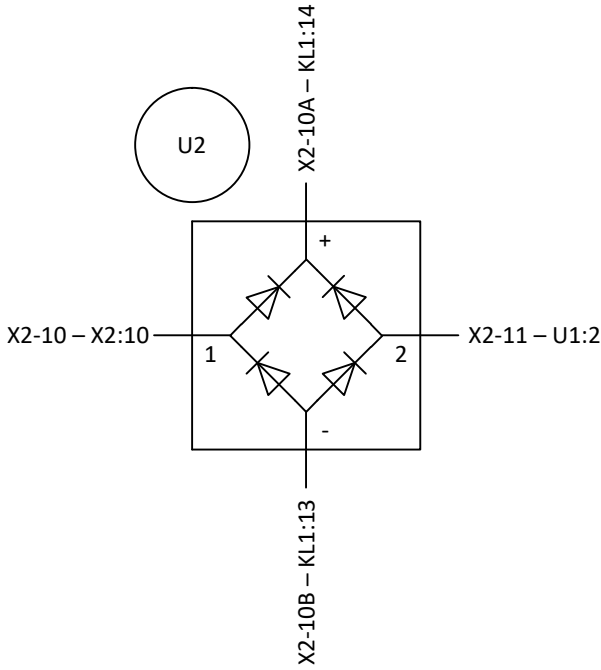
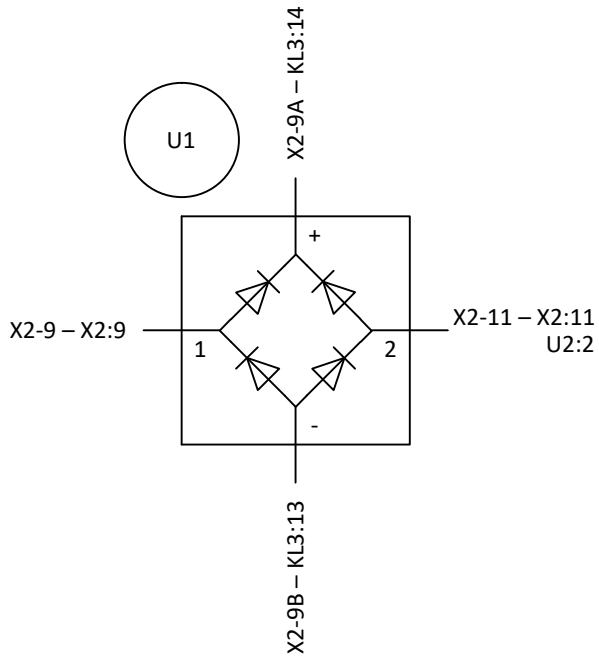
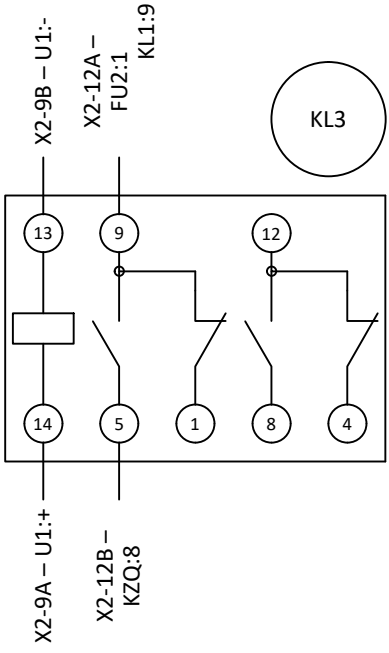
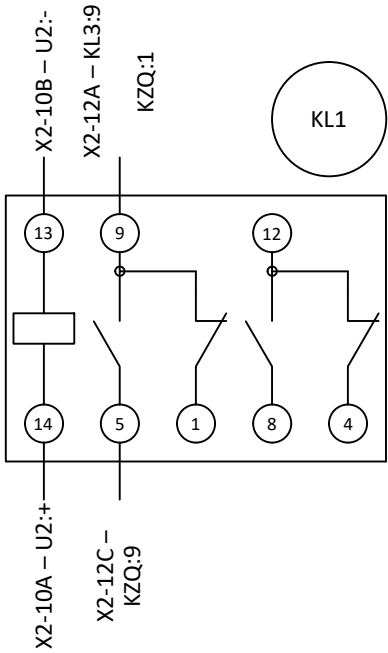
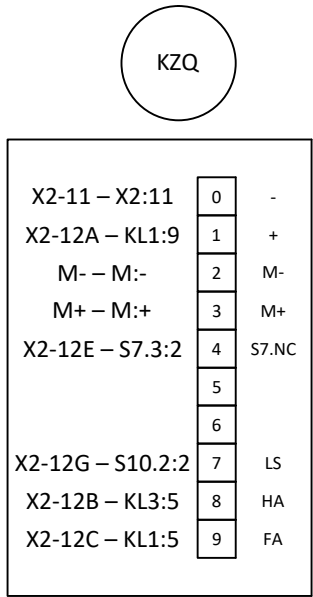






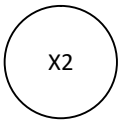
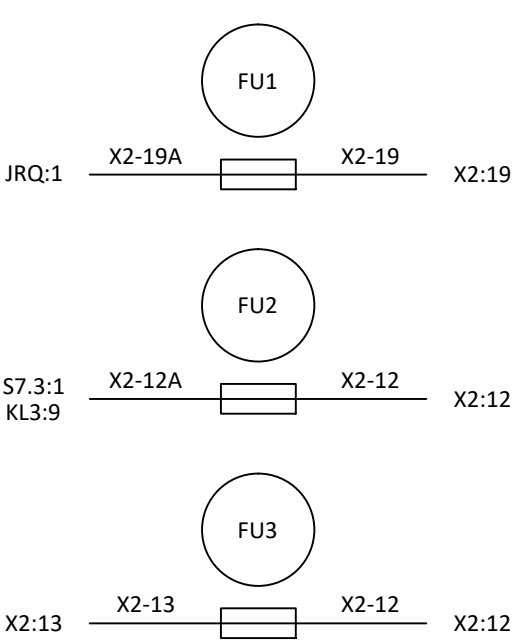


Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<div> <div>Функция С</div> <div>с моторным приводом</div> <div>(исп. МКС – ЛВН)</div> </div>
Разраб.					
Пров.					
Т.контр.					
Н.отдела					<div> <div>Литера</div> <div>Масса</div> <div>Масштаб</div> </div>
Н.контр.					<div> <div></div> <div></div> <div></div> </div>
Утв.					<div> <div>Лист 1</div> <div>Листов 3</div> </div>
					<div> <div>Схема электрическая</div> <div>монтажная</div> </div>
					<div>  <b>ЭНЕРГОПРОМАЛЪЯНС</b>  <small>трансформаторы, пластмассы и электрооборудование 2-й и 3-й кв.</small> </div>

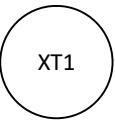


Отсек выключателя

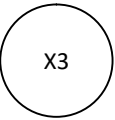




Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес	
		1	X2-1	S7.1:3	
		2	X2-2	S7.1:4	
		3	X2-3	S7.1:1	
		4	X2-4	S7.1:2	
		5	X2-5	S7.2:3	
		6	X2-6	S7.2:4	
		7	X2-7	S7.2:1	
		8	X2-8	S7.2:2	
		9	X2-9	U1:1	
		10	X2-10	U2:1	
		11	X2-11	KZQ:0	U1:2
		12	X2-12	FU2:2	FU3:2
		13	X2-13	FU3:1	
		14	X2-14	S10.1:1	
		15	X2-15	S10.1:3	
		16	X2-16	S10.1:2	
		17	X2-17	DQY:1	
		18	X2-18	DQY:2	
		19	X2-19	FU1:2	
		20	X2-20	JRQ:2	
		21	X2-21	DQY:3	
		22	X2-22	DQY:4	

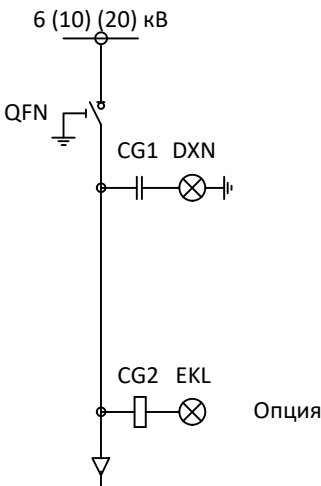


Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	1001	DXN:A
		2	1002	DXN:B
		3	1003	DXN:C
		4	1004	DXN:PE
		5	XT1-5	EKL:1
		6	XT1-6	EKL:2

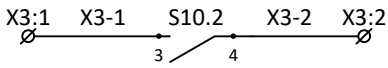


Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X3-1	S10.2:3
		2	X3-2	S10.2:4
		3	X3-3	S10.3:1
		4	X3-4	S10.3:2
		5	X3-5	S10.3:3
		6	X3-6	S10.3:4

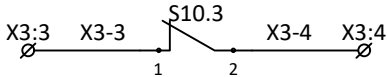
Отсек выключателя



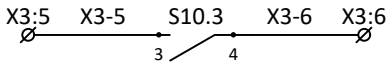
Поясняющая  
схема



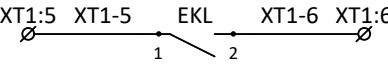
ЗН ШВН  
вкл.



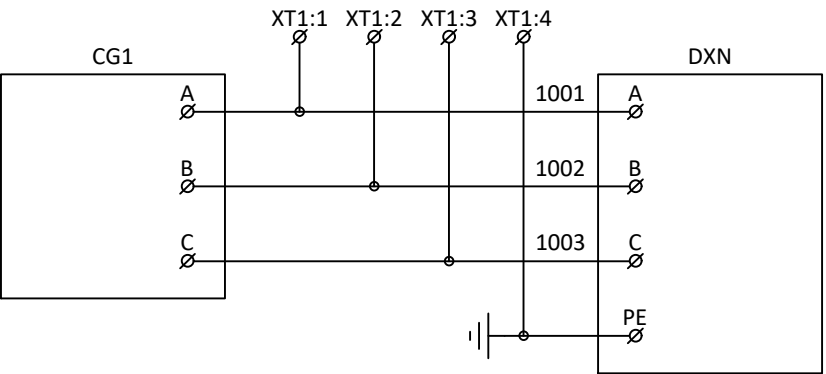
ЗН ШВН  
откл.



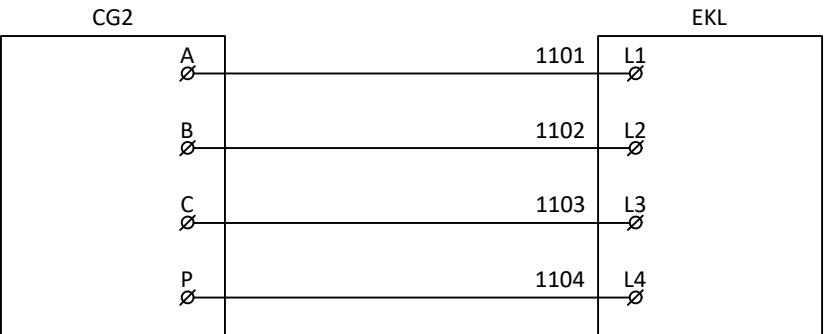
ЗН ШВН  
вкл.



Сигнал тревоги о  
замыкании на землю  
(опция)



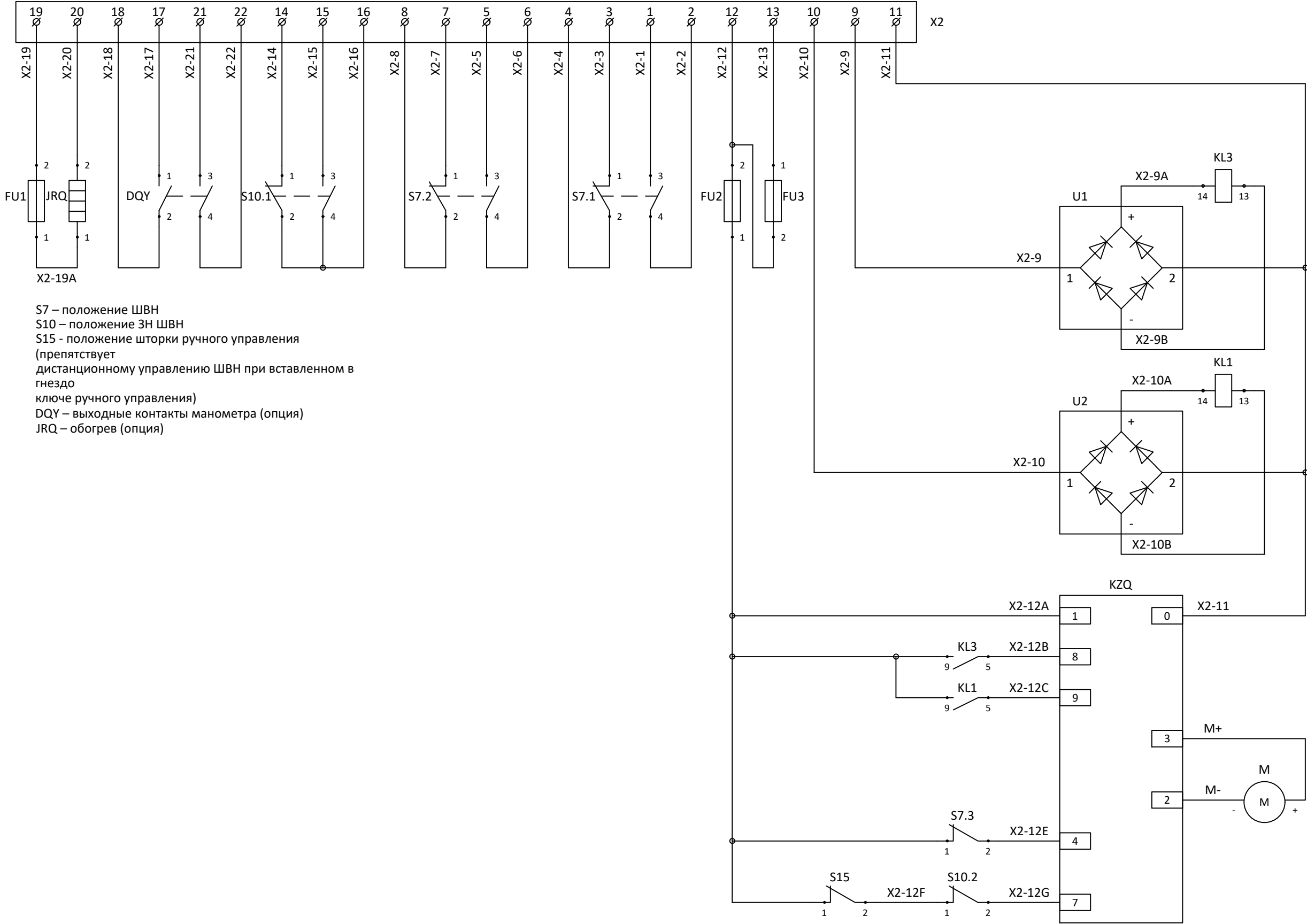
Индикатор  
наличия  
напряжения



Индикатор  
тока короткого  
замыкания  
(опция)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Функция С с моторным приводом (исп. МКС – ШВН)	Литера		Масса	Масштаб
Разраб.									
Пров.									
Т.контр.									
Н.отдела						Лист 1		Листов 2	
Н.контр.					Схема электрическая принципиальная	 Трансформаторы, гасящие и реакторы, реакторы СВЧ 0,4-110 кВ			
Утв.									

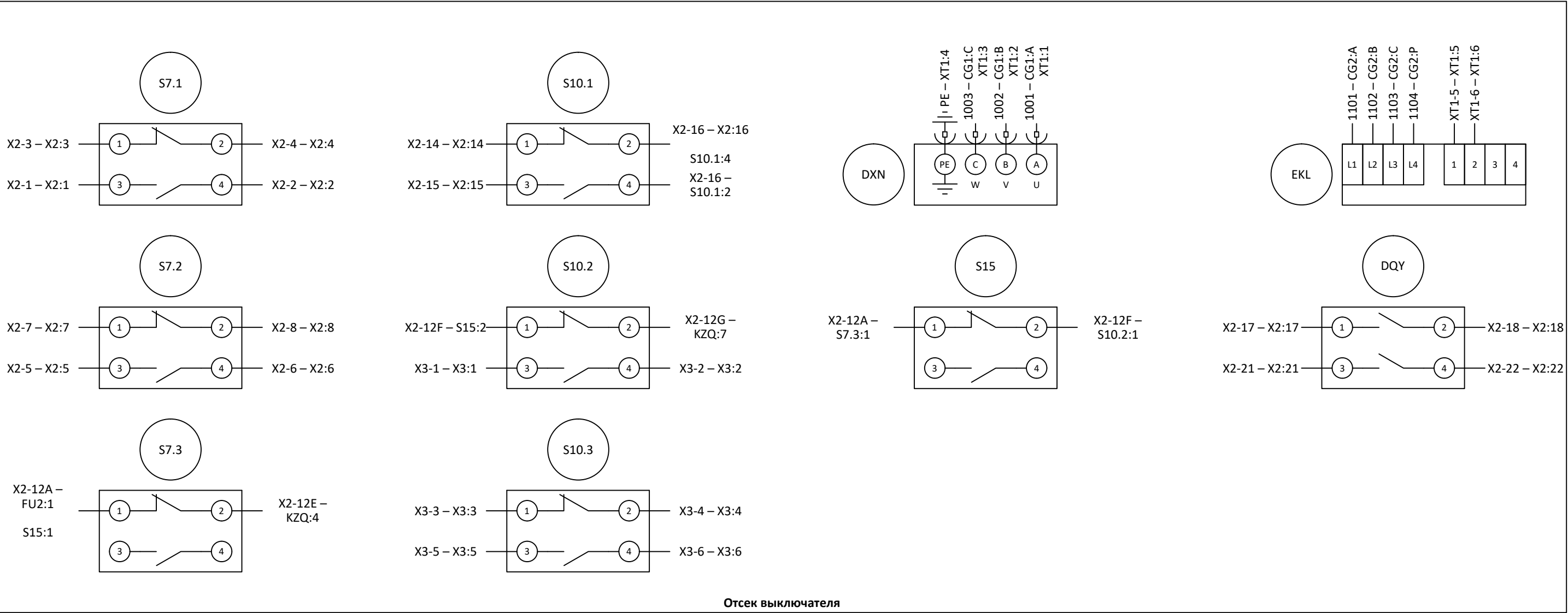
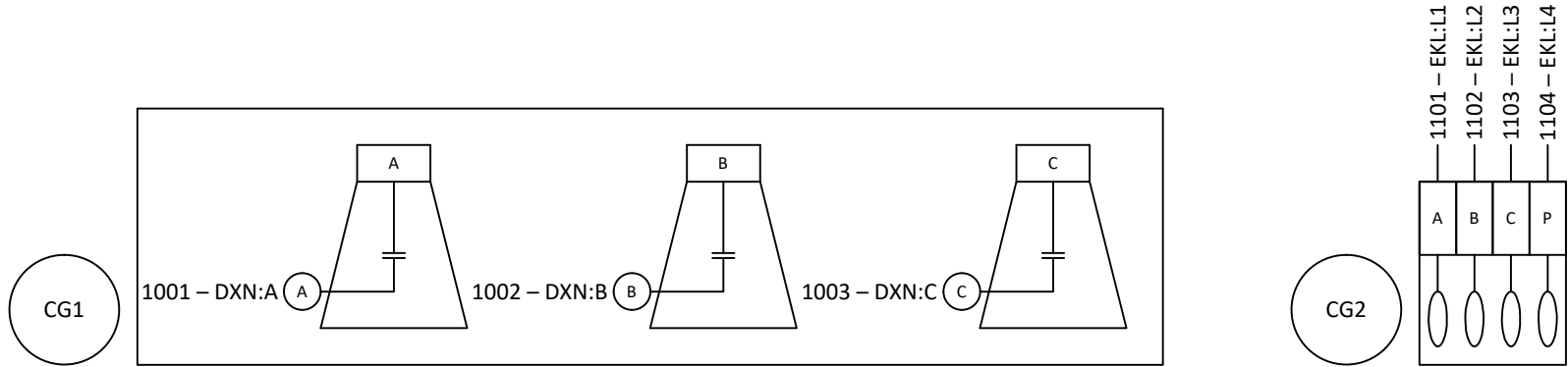
Обогрев (опция)	Низкое давление элегаза (опция)		ЗН ШВН откл.	ЗН ШВН вкл.	ШВН откл.	ШВН вкл.	ШВН откл.	ШВН вкл.	Резерв
	Предупреж- дение	Авария							



Цепи включения
Цепи отключения
Питание модуля управления
Включение
Отключение
Двигатель
Положение переключателя
Электрическая блокировка

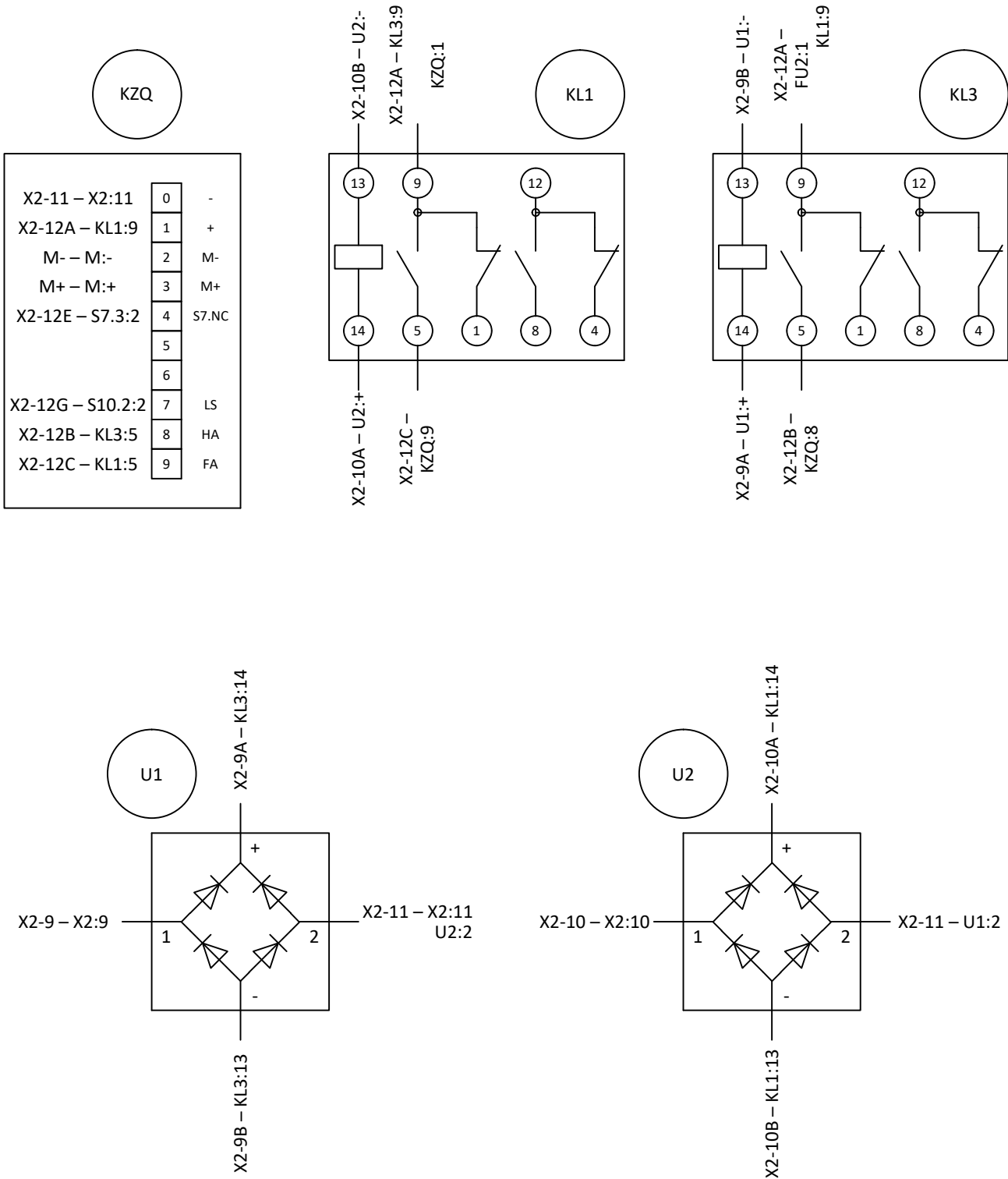
Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
CG1	Емкостный изолятор	3	
CG2	Датчик тока короткого замыкания	4	опция
DQY	Выходной контакт манометра	2	опция
DXN	Устройство наличия напряжения DXN-10 (20)/Т4-НК	1	
EKL	Индикатор тока короткого замыкания	1	опция
FU1	Предохранитель	1	опция
FU2-FU3	Предохранитель	2	
JRQ	Нагреватель конвекционный DJR-0,5-G	1	опция
KL1, KL3	Реле промежуточное TGJC1-52Z DC220V	2	
KZQ	Модуль управления механизмом ISCU-01E DC220V	1	
M	Двигатель	1	
QFN	ВН/ЗР 10 (20) кВ, 630А, 20кА	1	
S7	Концевой выключатель положения ШВН	3	
S10	Концевой выключатель положения ЗН ШВН	3	
S15	Концевой выключатель положения шторки ручного управления	1	
U1, U2	Диодный мост 2CZ11J-500V 5A KBPC	2	
XT1	Клеммник проходной 20А/2.5mm2	6	
X2	Клеммник проходной 20А/2.5mm2	22	
X3	Клеммник проходной 20А/2.5mm2	6	

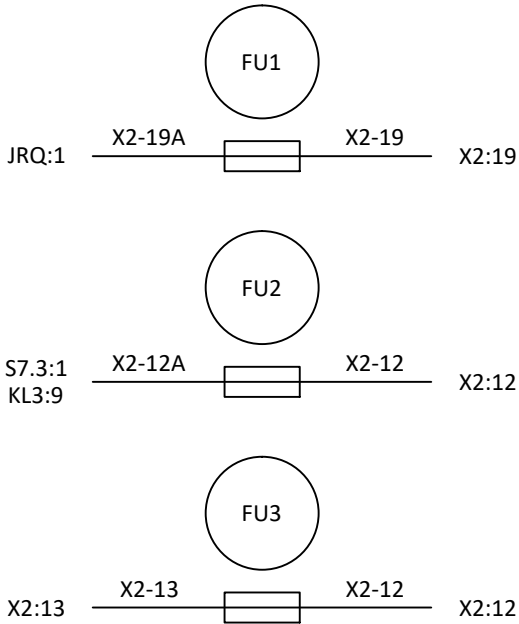




Отсек выключателя

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Функция С с моторным приводом (исп. МКС – ШВН)			Литера	Масса
Разраб.									
Пров.									
Т.контр.									
Н.отдела									
Н.контр.					Схема электрическая монтажная			Лист 1	Листов 3
Утв.								Формат А3	





X2

Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес	
		1	X2-1	S7.1:3	
		2	X2-2	S7.1:4	
		3	X2-3	S7.1:1	
		4	X2-4	S7.1:2	
		5	X2-5	S7.2:3	
		6	X2-6	S7.2:4	
		7	X2-7	S7.2:1	
		8	X2-8	S7.2:2	
		9	X2-9	U1:1	
		10	X2-10	U2:1	
		11	X2-11	KZQ:0	U1:2
		12	X2-12	FU2:2	FU3:2
		13	X2-13	FU3:1	
		14	X2-14	S10.1:1	
		15	X2-15	S10.1:3	
		16	X2-16	S10.1:2	
		17	X2-17	DQY:1	
		18	X2-18	DQY:2	
		19	X2-19	FU1:2	
		20	X2-20	JRQ:2	
		21	X2-21	DQY:3	
		22	X2-22	DQY:4	

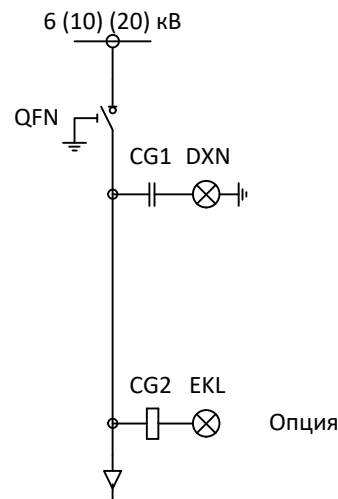
ХТ1

Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	1001	DXN:A
		2	1002	DXN:B
		3	1003	DXN:C
		4	1004	DXN:PE
		5	ХТ1-5	EKL:1
		6	ХТ1-6	EKL:2

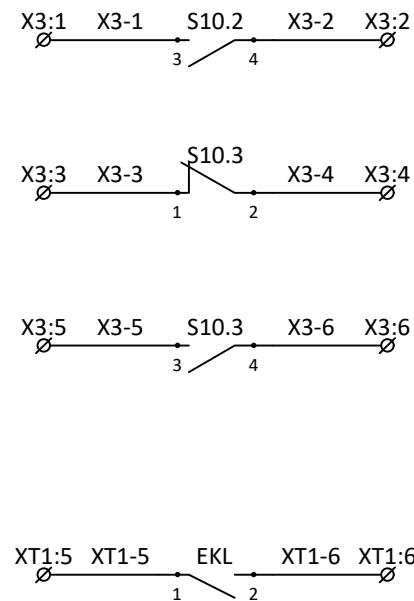
Х3

Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	Х3-1	S10.2:3
		2	Х3-2	S10.2:4
		3	Х3-3	S10.3:1
		4	Х3-4	S10.3:2
		5	Х3-5	S10.3:3
		6	Х3-6	S10.3:4

Отсек выключателя



Поясняющая  
схема

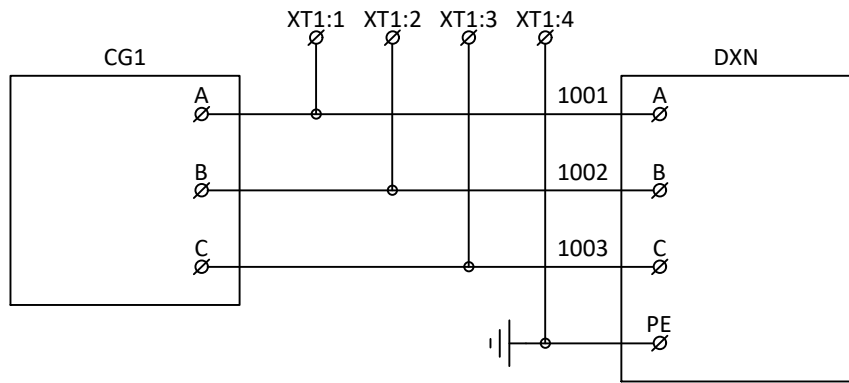


ЗН СВН  
вкл.

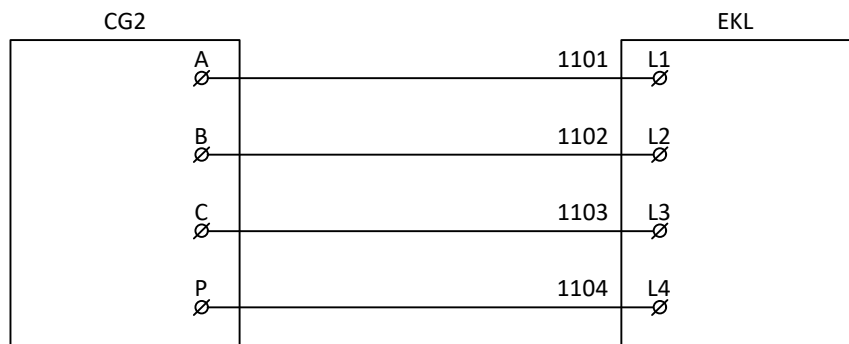
ЗН СВН  
откл.

ЗН СВН  
вкл.


Сигнал тревоги о  
замыкании на землю  
(опция)



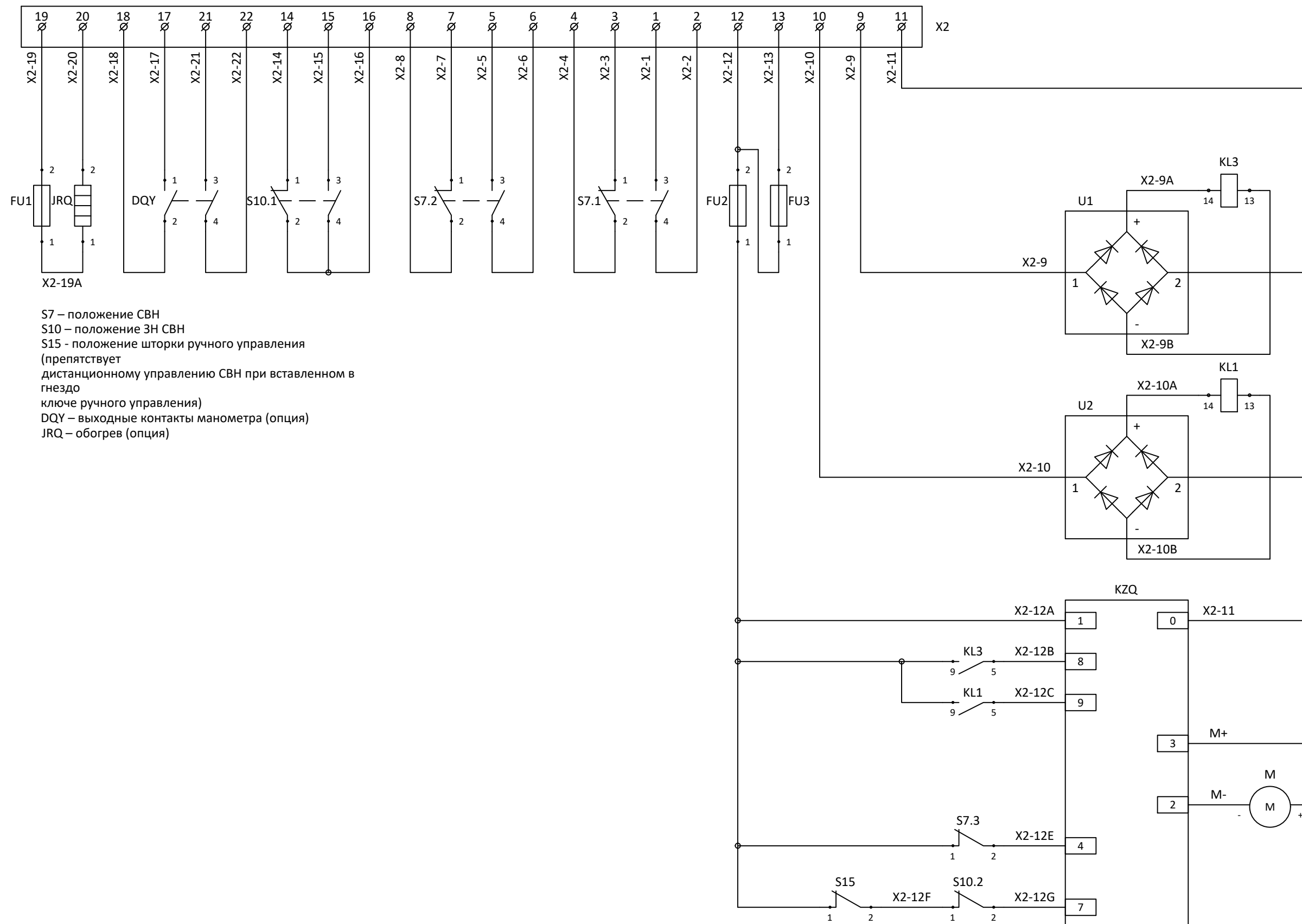
Индикатор  
наличия  
напряжения



Индикатор  
тока короткого  
замыкания  
(опция)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Функция С с моторным приводом (исп. МКС – СВН)	Литера			Масса	Масштаб	
Разраб.											
Пров.											
Т.контр.											
Н.отдела					Схема электрическая принципиальная	Лист 1			Листов 2		
Н.контр.											
Утв.						Трансформаторы, подстанции и электрооборудование 0,4 / 10 кВ					

Обогрев (опция)	Низкое давление элгеза (опция)		ЗН СВН откл.	ЗН СВН вкл.	СВН откл.	СВН вкл.	СВН откл.	СВН вкл.	Резерв
	Предупреждение	Авария							



Цепи включения
Цепи отключения
Питание модуля управления
Включение
Отключение
Двигатель
Положение переключателя
Электрическая блокировка

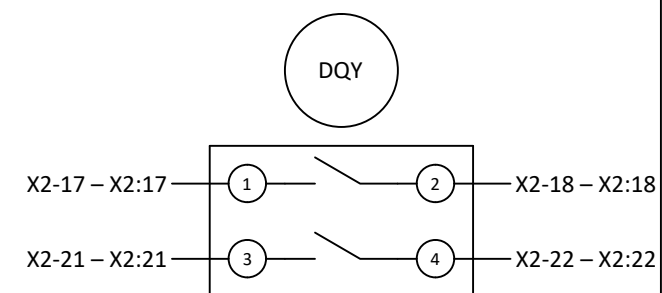
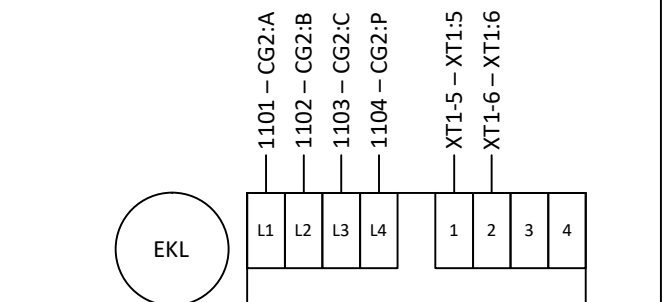
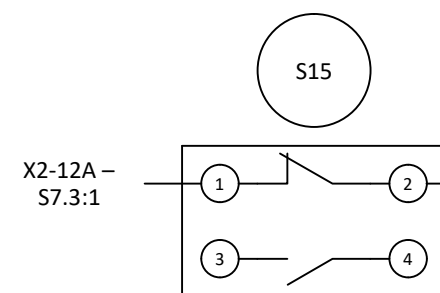
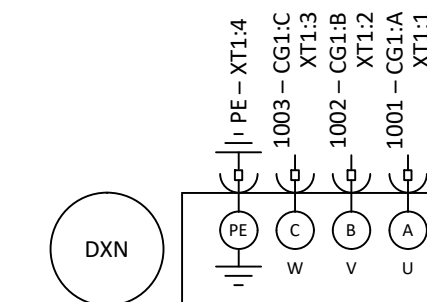
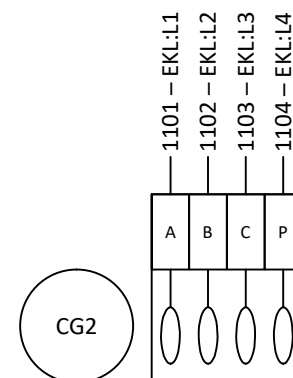
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Схема электрическая  
принципиальная

Лист
2



[illegible]



### Отсек выключателя

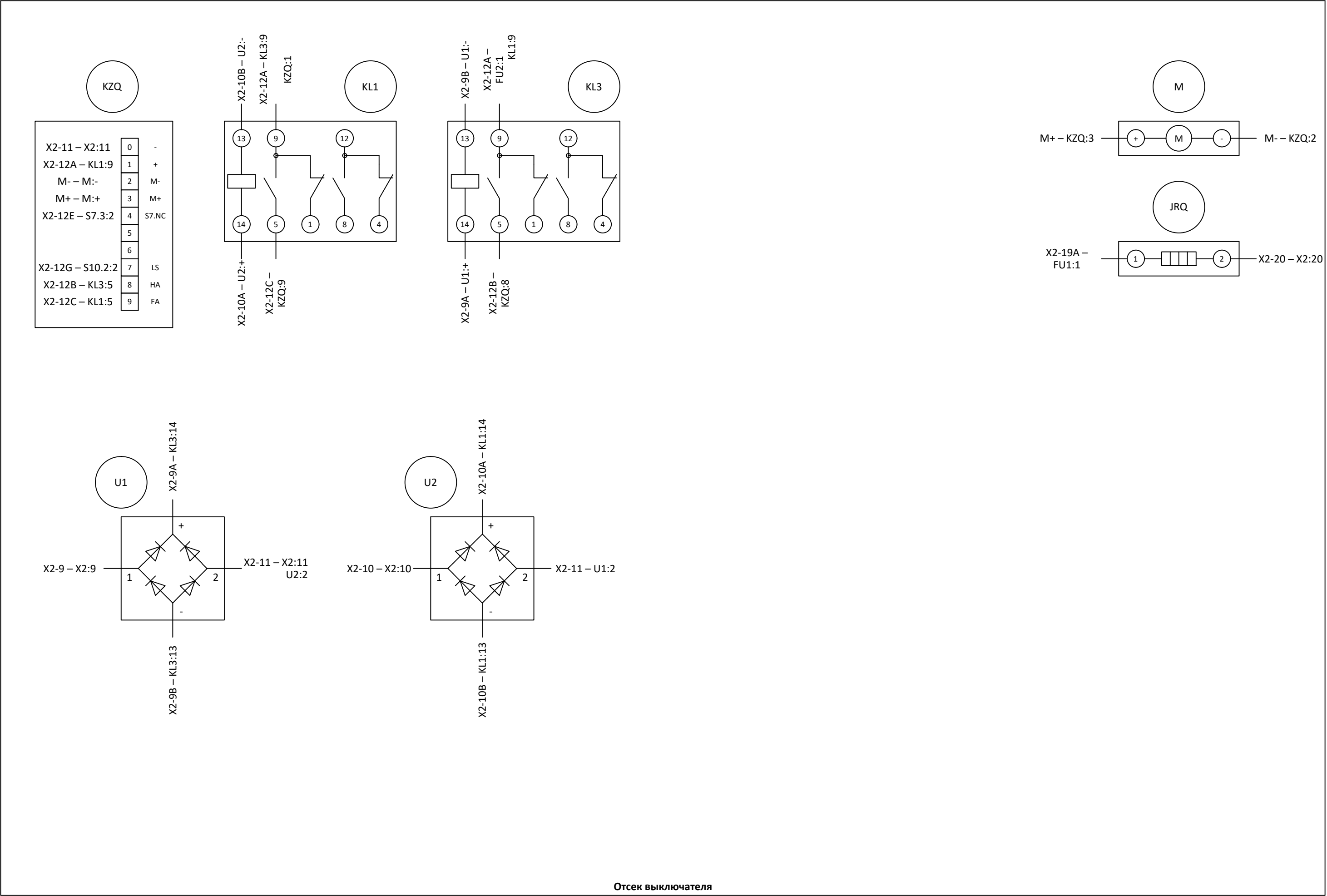
						Функция С с моторным приводом (исп. МКС – СВН)	Литера	Масса	Масштаб		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата							
Разраб.					Схема электрическая монтажная	Лист 1		Листов 3			
Пров.											
Т.контр.											
Н.отдела											
Н.контр.											
Утв.											
						<p>трансформаторы, подстанции и электрооборудование 0,4-10 кВ</p>					

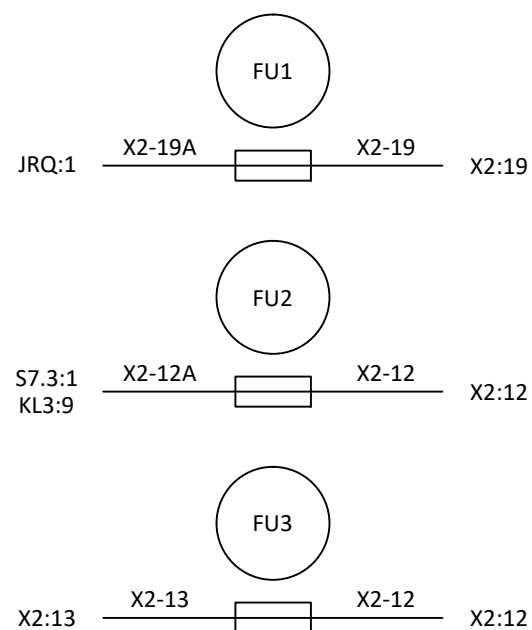
Копировал

Формат А3

Подп. и дата

ИНВ. № подл.



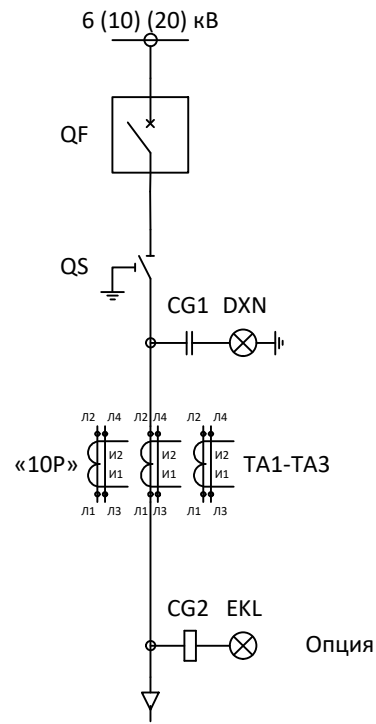


X2					
Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес	
		1	X2-1	S7.1:3	
		2	X2-2	S7.1:4	
		3	X2-3	S7.1:1	
		4	X2-4	S7.1:2	
		5	X2-5	S7.2:3	
		6	X2-6	S7.2:4	
		7	X2-7	S7.2:1	
		8	X2-8	S7.2:2	
		9	X2-9	U1:1	
		10	X2-10	U2:1	
		11	X2-11	KZQ:0	U1:2
		12	X2-12	FU2:2	FU3:2
		13	X2-13	FU3:1	
		14	X2-14	S10.1:1	
		15	X2-15	S10.1:3	
		16	X2-16	S10.1:2	
		17	X2-17	DQY:1	
		18	X2-18	DQY:2	
		19	X2-19	FU1:2	
		20	X2-20	JRQ:2	
		21	X2-21	DQY:3	
		22	X2-22	DQY:4	

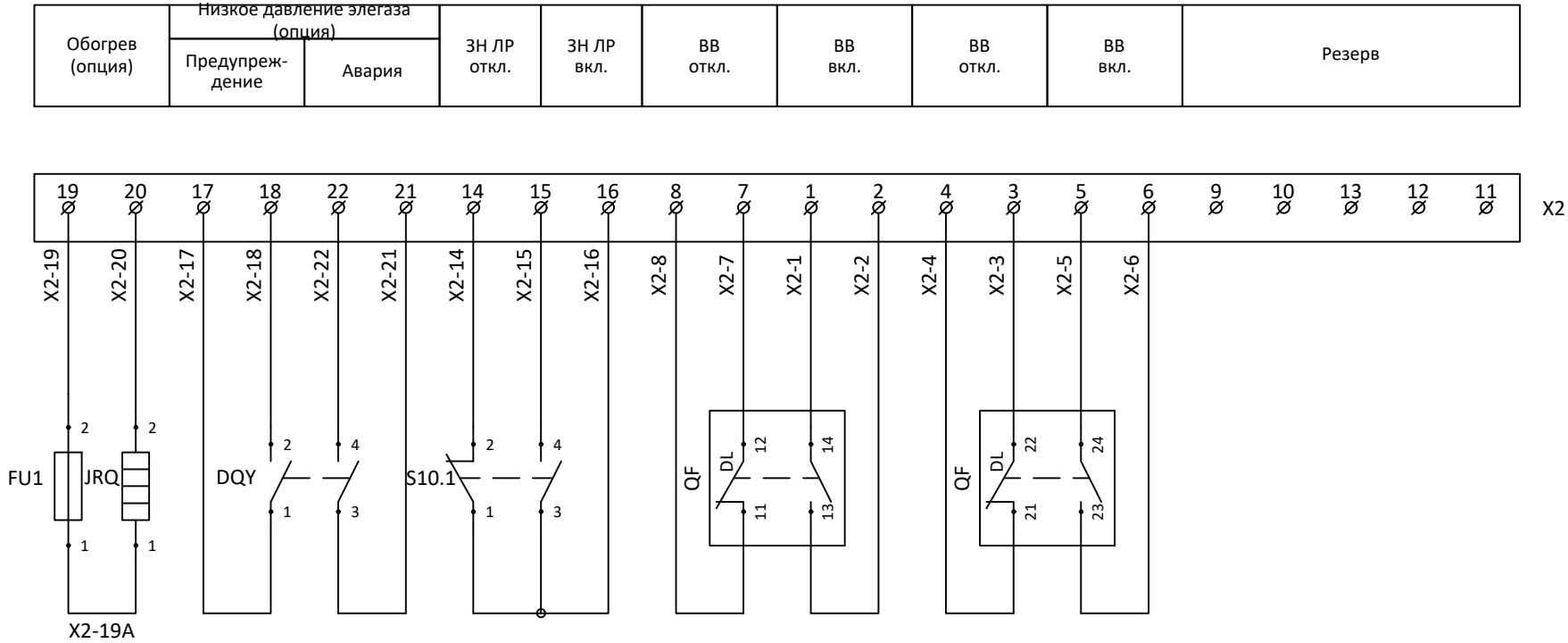
The diagram shows a 5x5 grid of squares. The central square (row 3, column 3) is highlighted with a thick border and contains a circle with the text 'ХТ1' inside it. The other squares in the grid are empty.

Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X3-1	S10.2:3
		2	X3-2	S10.2:4
		3	X3-3	S10.3:1
		4	X3-4	S10.3:2
		5	X3-5	S10.3:3
		6	X3-6	S10.3:4

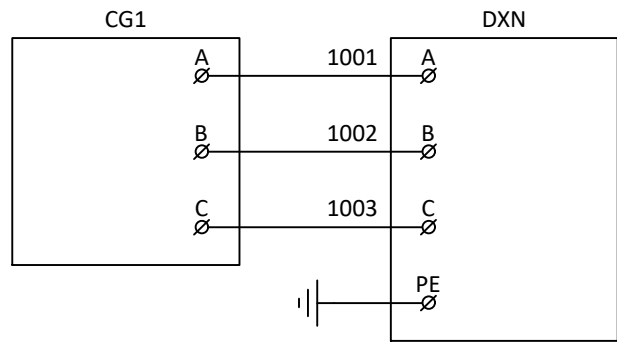
**Отсек выключателя**



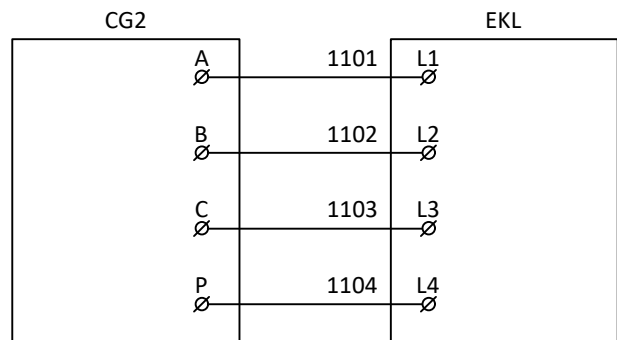
Поясняющая  
схема



S9 – положение ЛР  
S10 – положение ЗН ЛР  
DL – положение ВВ  
DQY – выходные контакты манометра (опция)  
JRQ – обогрев (опция)



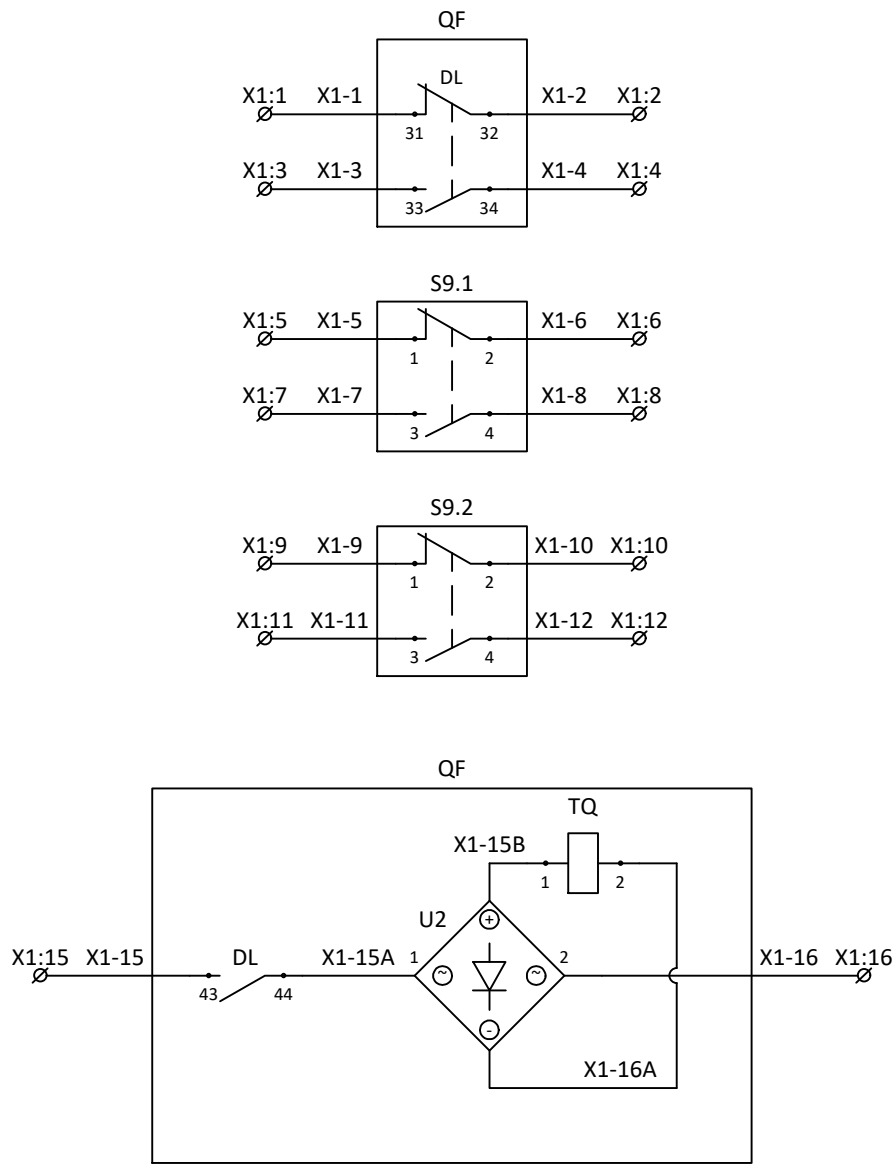
Индикатор  
наличия  
напряжения



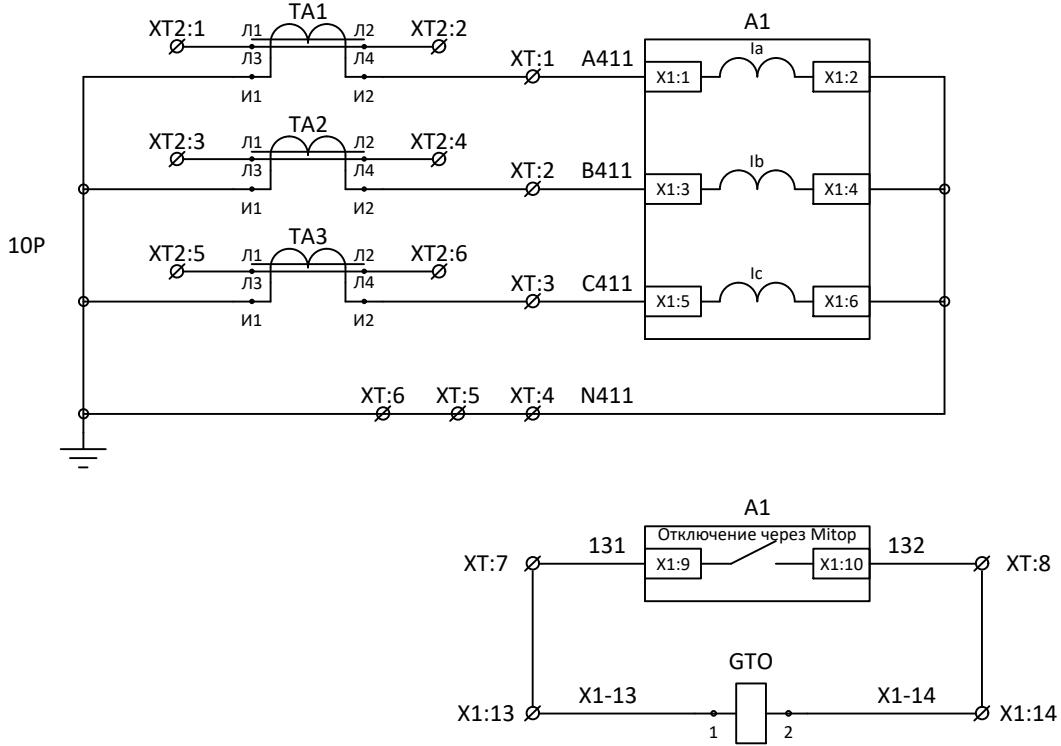
Индикатор  
тока короткого  
замыкания  
(опция)

					<div>Функция V без моторного привода (исп. МКС – Силовой трансформатор)</div> <div>Схема электрическая принципиальная</div>				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата							
Разраб.											
Пров.											
Т.контр.											
Н.отдела					<div>ЭНЕРГОПРОМАЛЪЯНС</div> <div>Трансформаторы, подстанции и электрооборудование 2,4 11 9 кВ</div>				Лист 1		
Н.контр.									Листов 2		
Утв.											



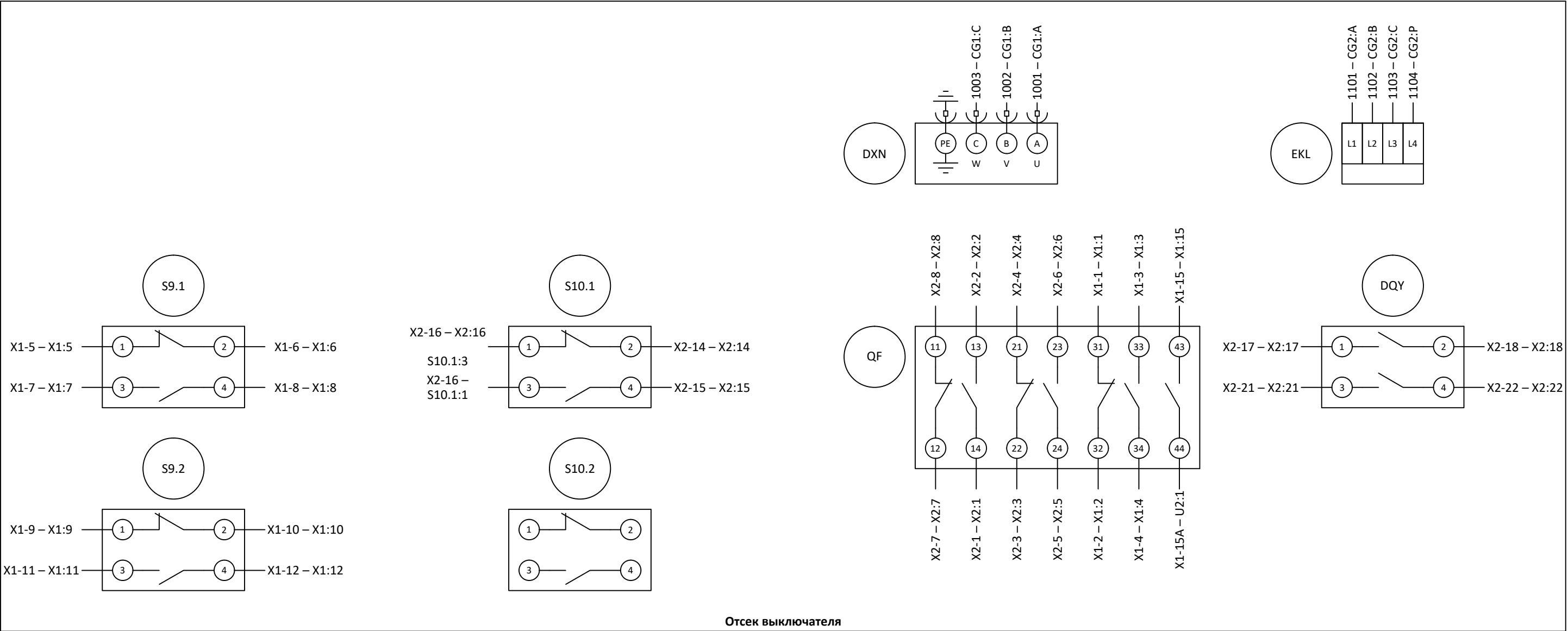
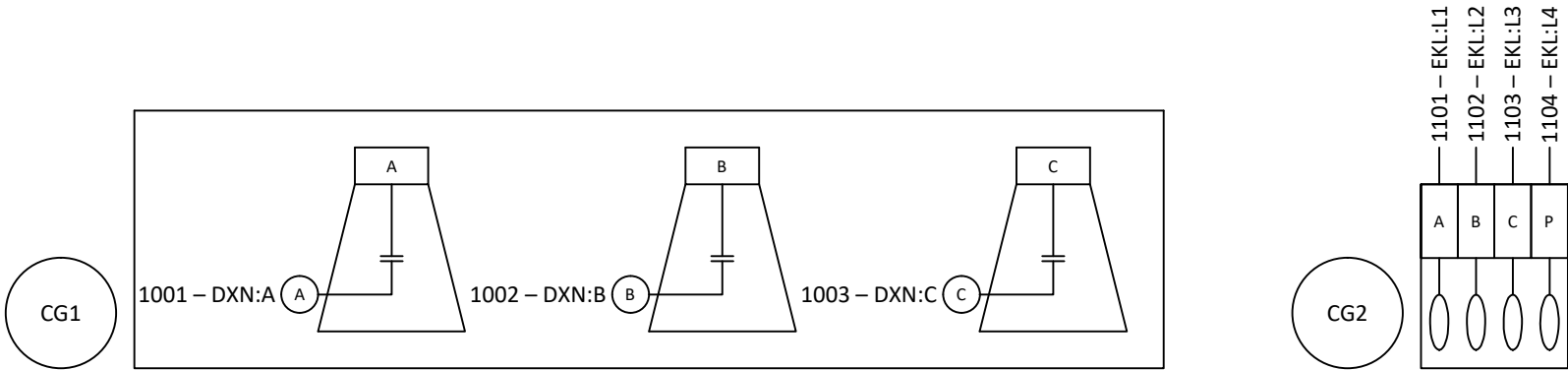


ВВ откл.
ВВ вкл.
ЛР откл.
ЛР вкл.
ЛР откл.
ЛР вкл.
Катушка отключения




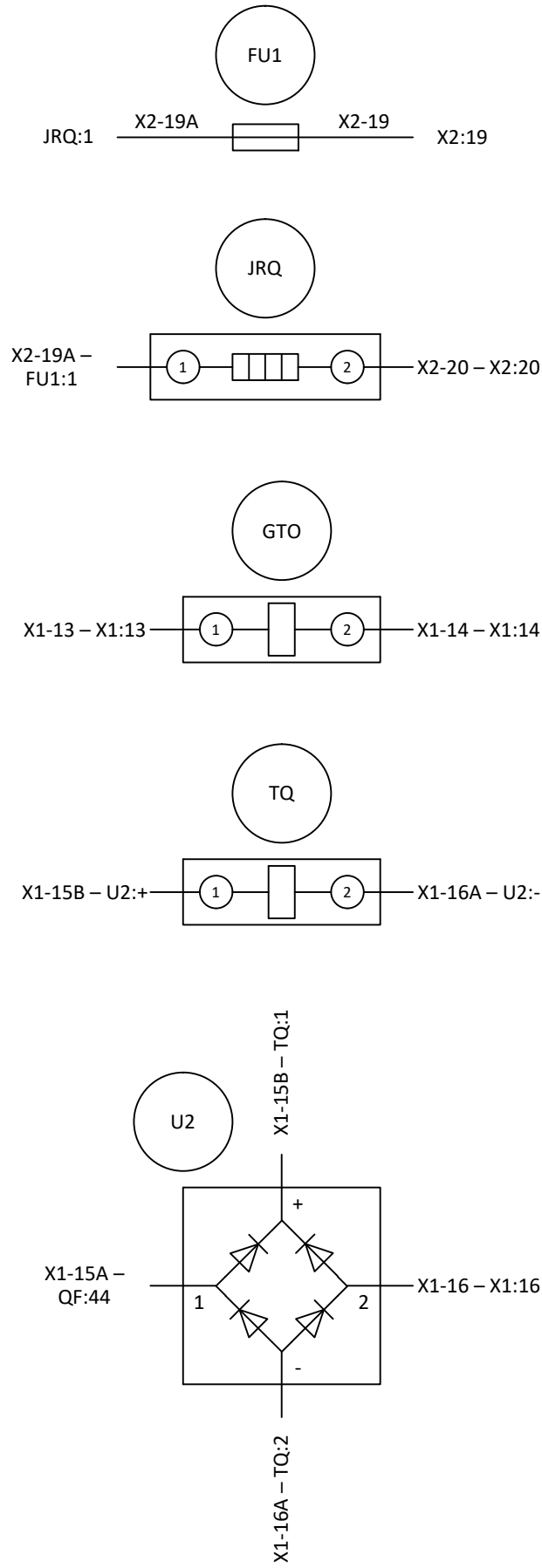
Цепи тока защит (опция)
Отключение через Mitop (опция)
Катушка малой мощности (опция)

Поз.		Наименование				Кол.	Примечание		
A1		Микропроцессорный блок релейной защиты и автоматики БЭМП РУАП.5.0.0.УХЛЗ.1				1	опция		
CG1		Емкостный изолятор				3			
CG2		Датчик тока короткого замыкания				4	опция		
DL		Вспомогательные контакты выключателя				7			
DQY		Выходной контакт манометра				2	опция		
DXN		Устройство наличия напряжения DXN-10 (20)/Т4-НК				1			
EKL		Индикатор тока короткого замыкания				1	опция		
FU1		Предохранитель				1	опция		
GTO		Катушка малой мощности				1	опция		
JRQ		Нагреватель конвекционный DJR-0,5-G				1	опция		
QF		Выключатель ВБ 10 (20) кВ, 630А, 20кА				1			
QS		ЛР/ЗР 10 (20) кВ, 630А, 20кА				1			
S9		Концевой выключатель положения ЛР				2			
S10		Концевой выключатель положения ЗН ЛР				2			
TA1-TA3		Трансформатор тока ТШ-ЭК-0,66 М7АК285-10Р10-5-___/5 У2				3	опция		
TQ		Катушка отключения				1			
XT		Клеммник измерительный с 2 тест разъемами 40А/400V/6mm2				8	опция		
X1		Клеммник проходной 20А/2.5mm2				16			
X2		Клеммник проходной 20А/2.5mm2				22			
XT2		Клеммник измерительный с 2 тест разъемами 40А/400V/6mm2				6	опция		
		Концевой стопор				2	опция		
		Крышка концевого стопора				1	опция		
		Держатель для крышки				2	опция		
		Пломбирующий элемент				4	опция		



Отсек выключателя

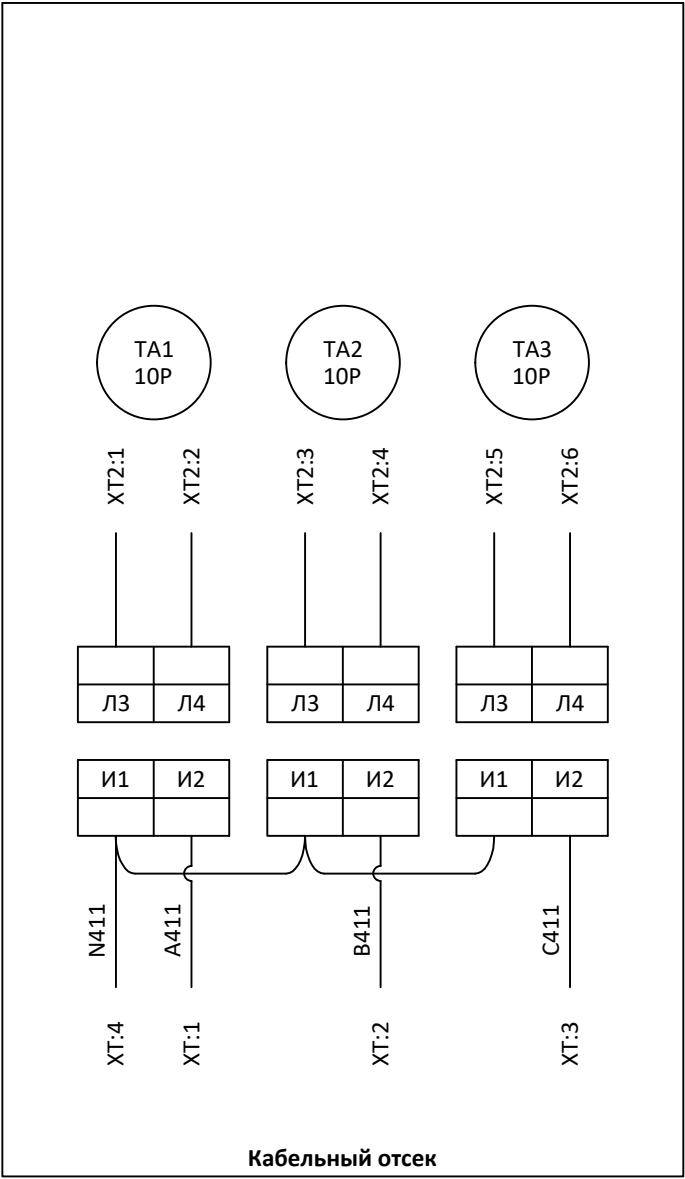
						Функция V без моторного привода (исп. МКС – Силовой трансформатор)				Литера		Масса	Масштаб				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата													
Разраб.																	
Пров.																	
Т.контр.																	
Н.отдела						Схема электрическая монтажная				 Трансформаторы, подстанции и энергоснабжающие СЭС 110 кВ							
Н.контр.																	
Утв.																	



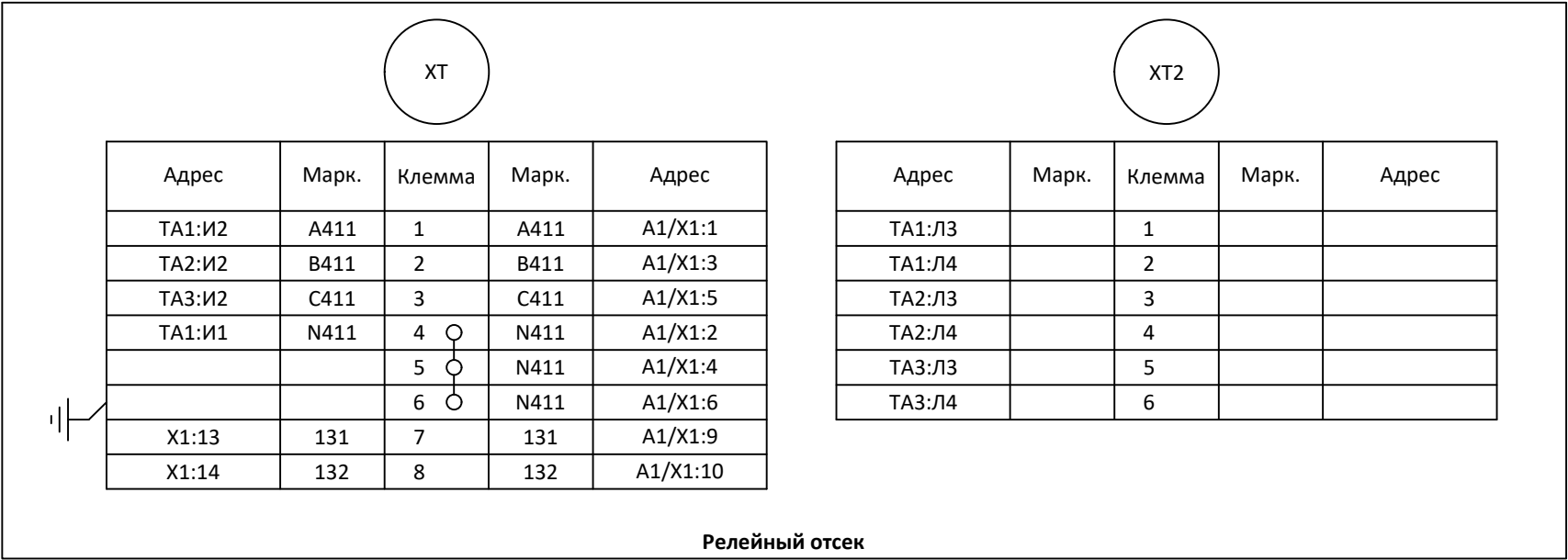
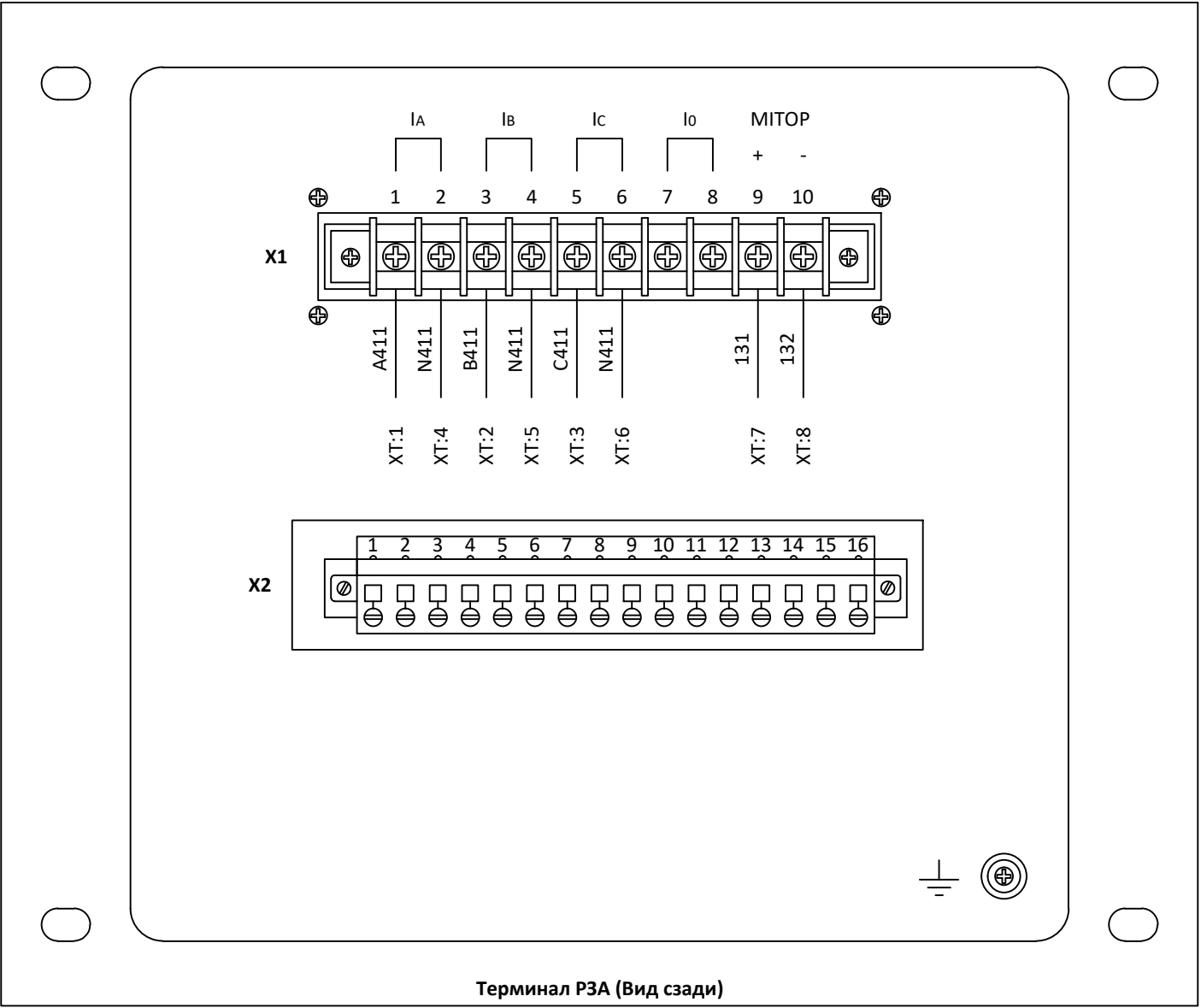
X2				
Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X2-1	QF:14
		2	X2-2	QF:13
		3	X2-3	QF:22
		4	X2-4	QF:21
		5	X2-5	QF:24
		6	X2-6	QF:23
		7	X2-7	QF:12
		8	X2-8	QF:11
		9		
		10		
		11		
		12		
		13		
		14	X2-14	S10.1:2
		15	X2-15	S10.1:4
		16	X2-16	S10.1:1
		17	X2-17	DQY:1
		18	X2-18	DQY:2
		19	X2-19	FU1:2
		20	X2-20	JRQ:2
		21	X2-21	DQY:3
		22	X2-22	DQY:4

X1				
Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X1-1	QF:31
		2	X1-2	QF:32
		3	X1-3	QF:33
		4	X1-4	QF:34
		5	X1-5	S9.1:1
		6	X1-6	S9.1:2
		7	X1-7	S9.1:3
		8	X1-8	S9.1:4
		9	X1-9	S9.2:1
		10	X1-10	S9.2:2
		11	X1-11	S9.2:3
		12	X1-12	S9.2:4
XT:7	131	13	X1-13	GTO:1
XT:8	132	14	X1-14	GTO:2
		15	X1-15	QF:43
		16	X1-16	U2:2

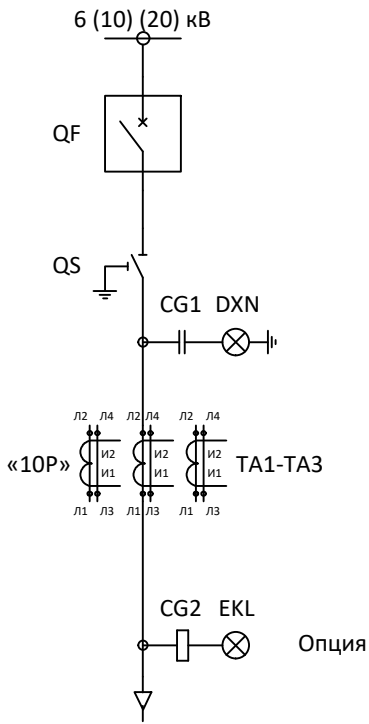
Отсек выключателя



A1

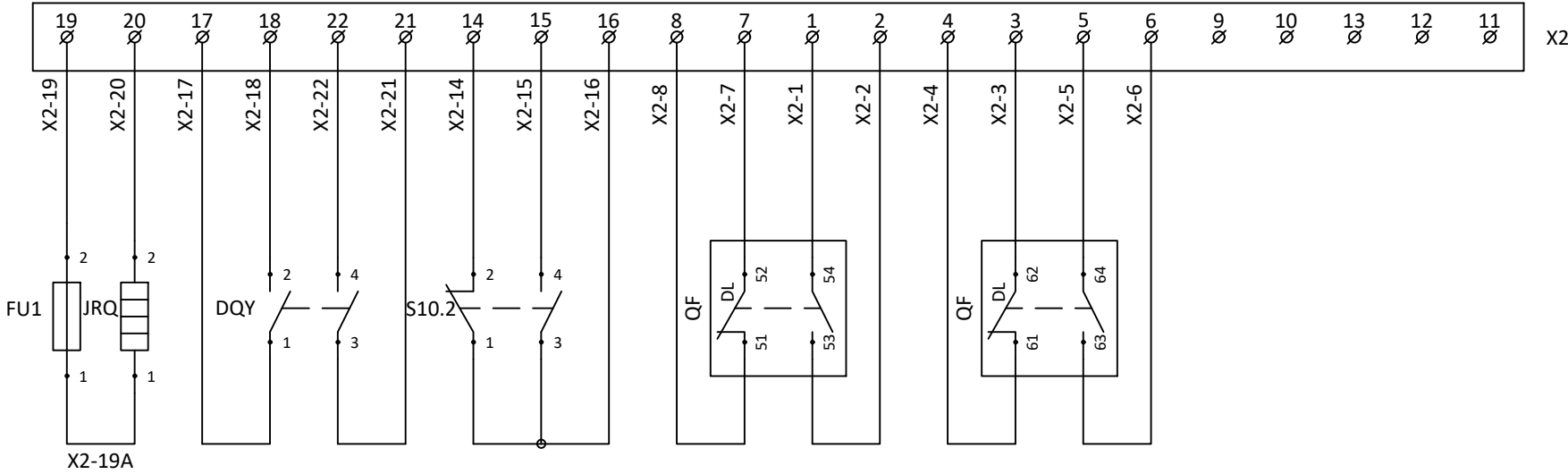




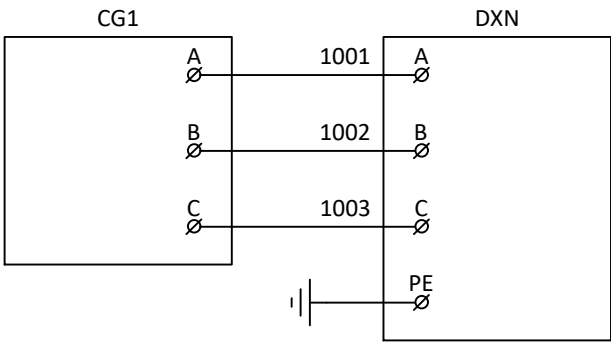


Поясняющая  
схема

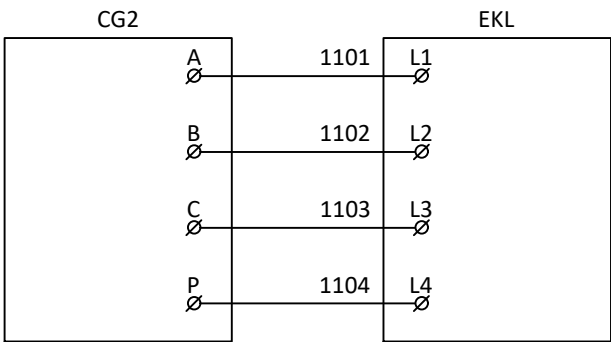
Обогрев (опция)	Низкое давление элегаза (опция)		ЗН ЛР откл.	ЗН ЛР вкл.	ВВ откл.	ВВ вкл.	ВВ откл.	ВВ вкл.	Резерв
	Предупреж- дение	Авария							




S9 – положение ЛР  
S10 – положение ЗН ЛР  
DL – положение ВВ  
DQY – выходные контакты манометра (опция)  
JRQ – обогрев (опция)



Индикатор  
наличия  
напряжения



Индикатор  
тока короткого  
замыкания  
(опция)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Функция V с моторным приводом (исп. МКС – Силовой трансформатор)	Литера		Масса	Масштаб
Разраб.									
Пров.									
Т.контр.									
Н.отдела					Схема электрическая принципиальная	Лист 1		Листов 3	
Н.контр.									
Утв.									

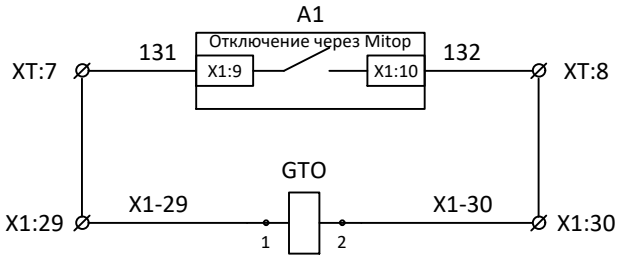
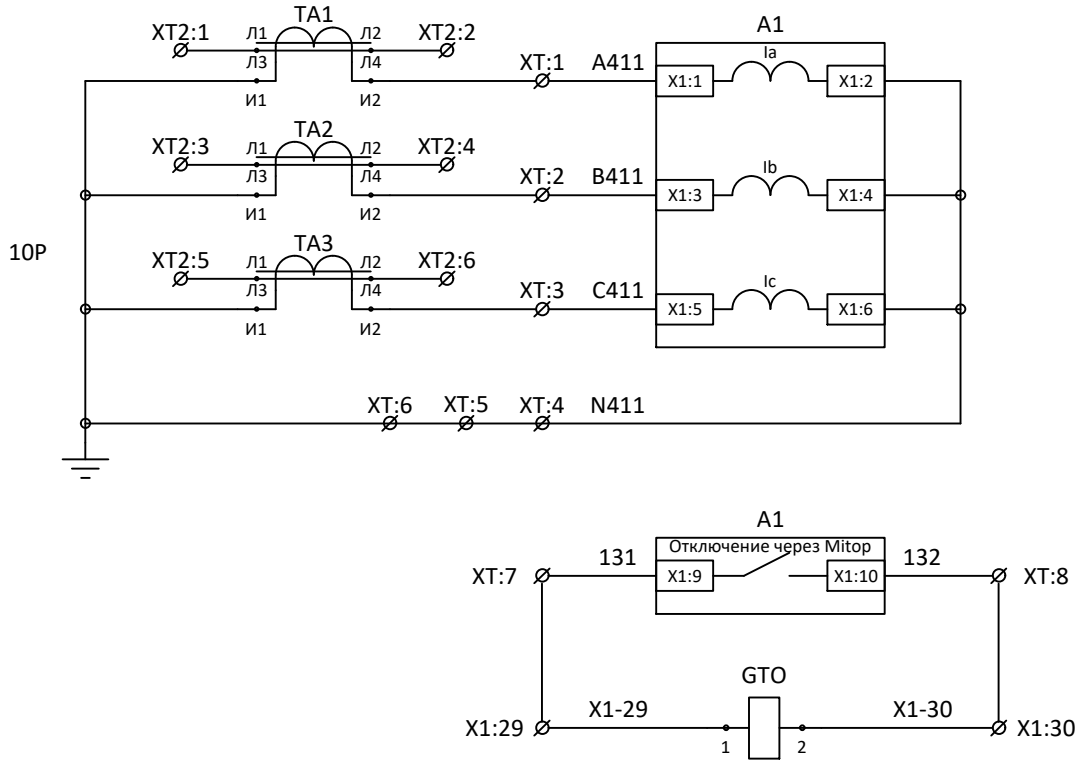
Копировал

Формат А3

Подп. и дата

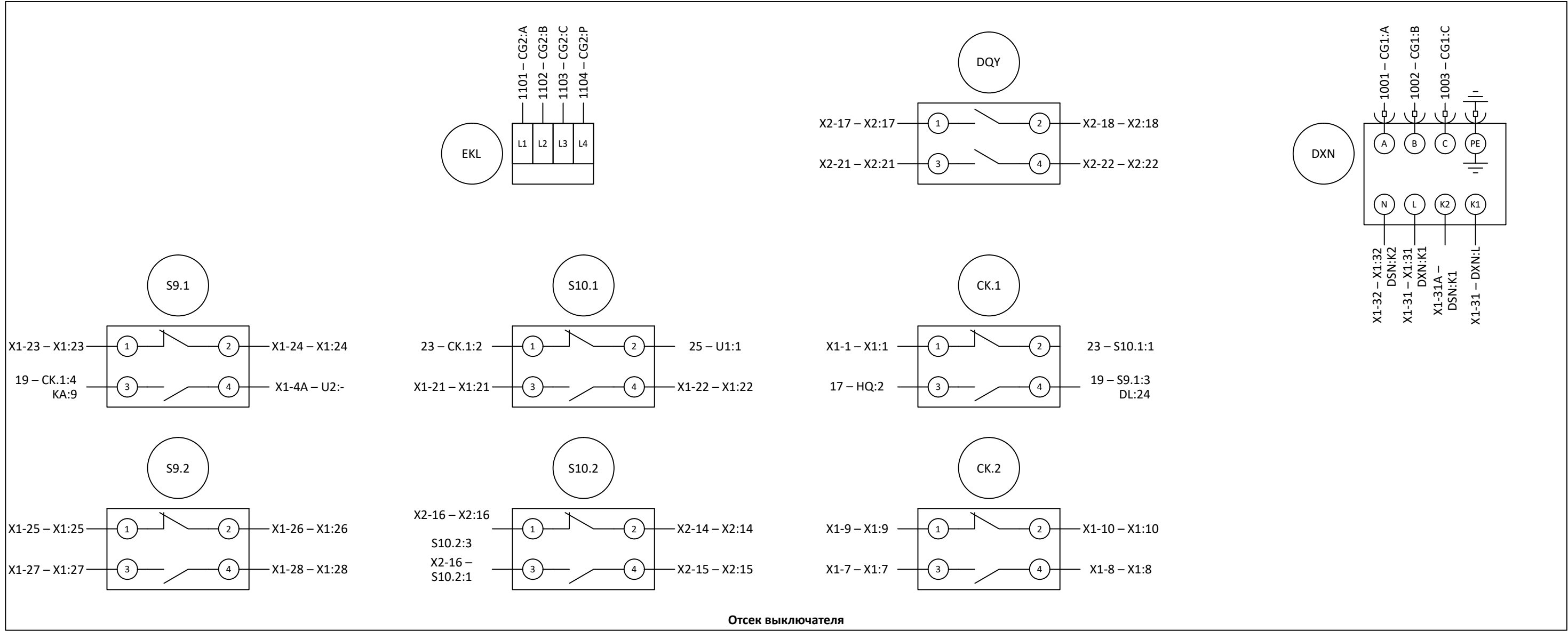
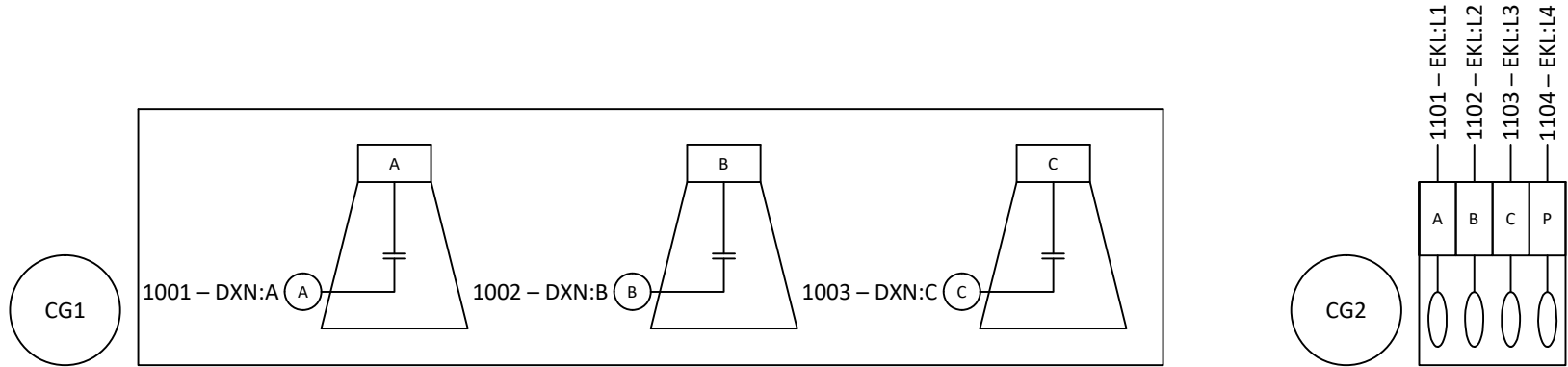
Инв. № подл.






- Цепи тока защит (опция)
- Отключение через Мотор (опция)
- Катушка малой мощности (опция)

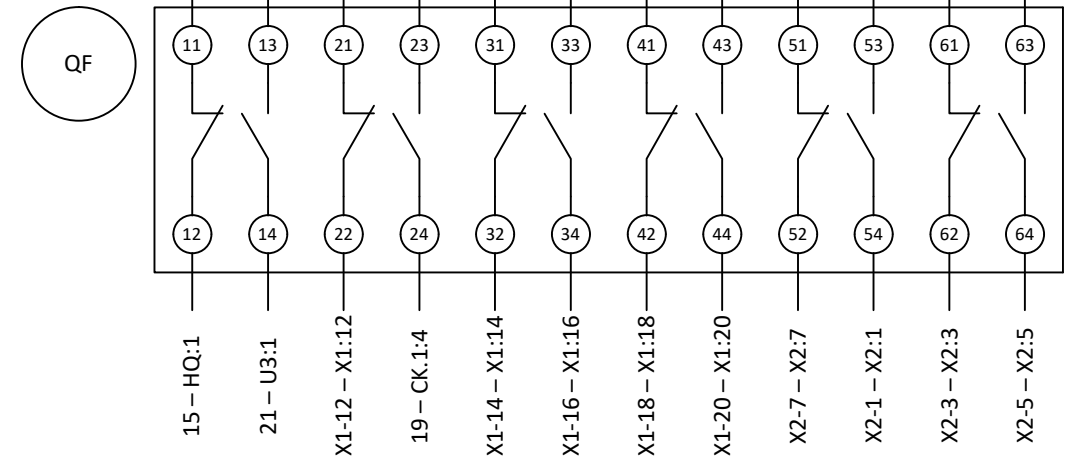
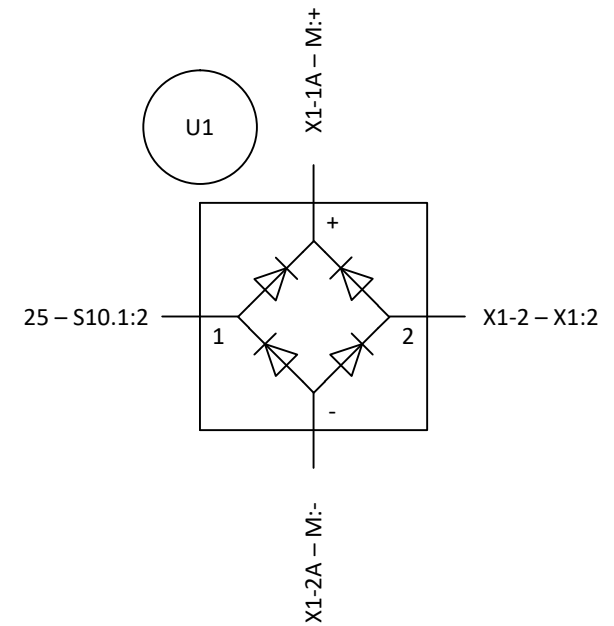
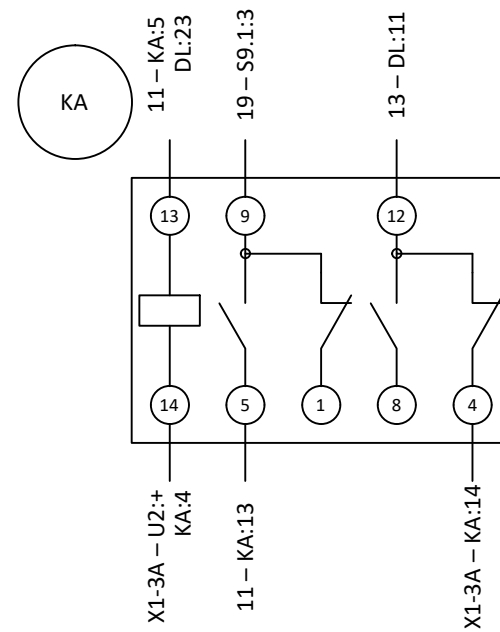
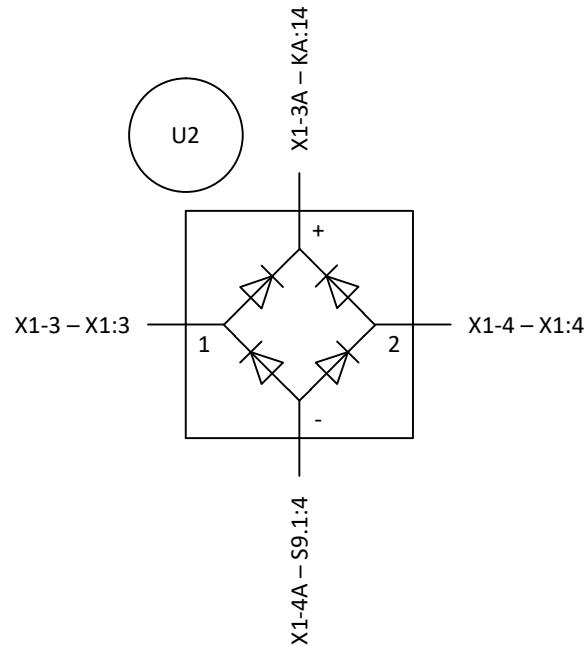
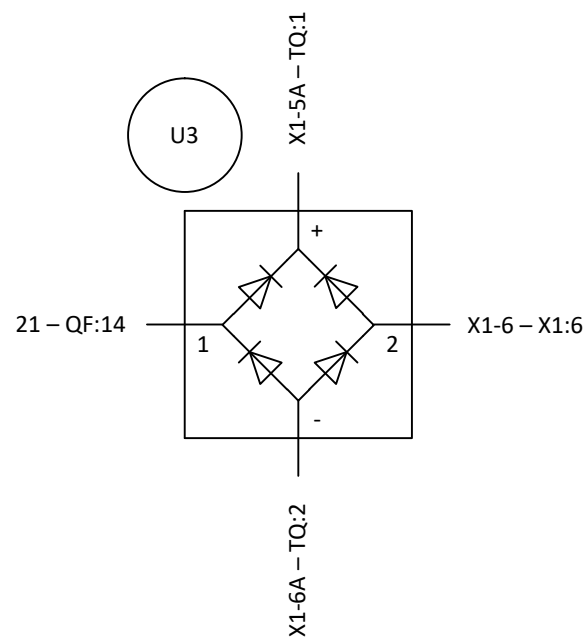
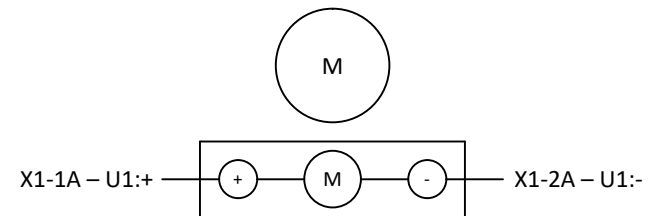
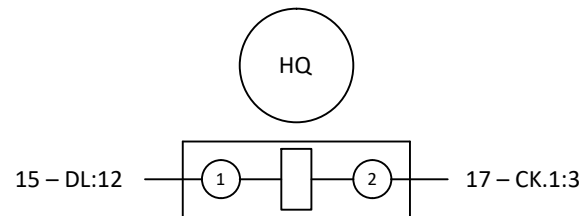
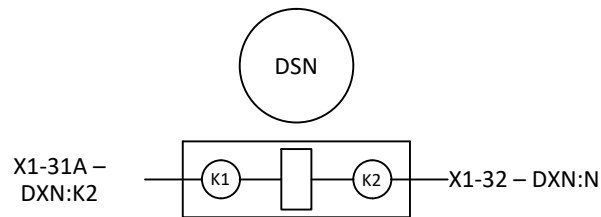
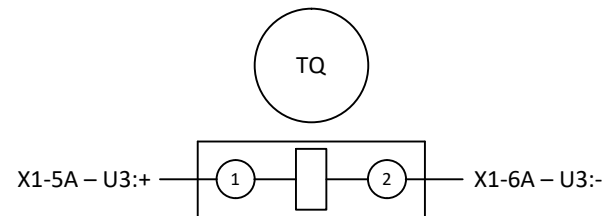
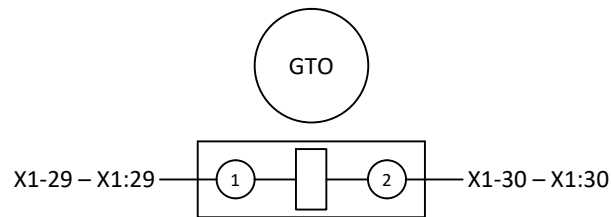
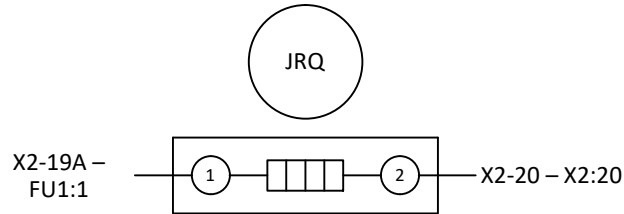
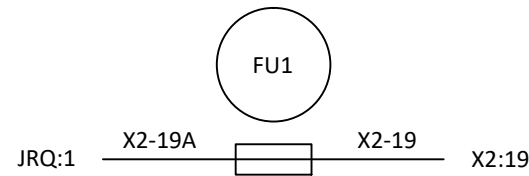
[illegible]



Отсек выключателя

						Функция V с моторным приводом (исп. МКС – Силовой трансформатор)				Литера		Масса	Масштаб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата												
Разраб.																
Пров.						Схема электрическая монтажная										
Т.контр.					Лист 1									Листов 3		
Н.отдела					 Трансформаторы, подстанции и электрооборудование 0,4-110 кВ											
Н.контр.																
Утв.																





Отсек выключателя

Инв. № подл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Схема электрическая  
монтажная

Копировал

Формат А3

X2

Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X2-1	QF:54
		2	X2-2	QF:53
		3	X2-3	QF:62
		4	X2-4	QF:61
		5	X2-5	QF:64
		6	X2-6	QF:63
		7	X2-7	QF:52
		8	X2-8	QF:51
		9		
		10		
		11		
		12		
		13		
		14	X2-14	S10.2:2
		15	X2-15	S10.2:4
		16	X2-16	S10.2:1
		17	X2-17	DQY:1
		18	X2-18	DQY:2
		19	X2-19	FU1:2
		20	X2-20	JRQ:2
		21	X2-21	DQY:3
		22	X2-22	DQY:4

X1

Адрес	Марк.	Клемма	Марк.	Адрес
		1	X1-1	CK.1:1
		2	X1-2	U1:2
		3	X1-3	U2:1
		4	X1-4	U2:2
		5	X1-5	QF:13
		6	X1-6	U3:2
		7	X1-7	CK.2:3
		8	X1-8	CK.2:4
		9	X1-9	CK.2:1
		10	X1-10	CK.2:2
		11	X1-11	QF:21
		12	X1-12	QF:22
		13	X1-13	QF:31
		14	X1-14	QF:32
		15	X1-15	QF:33
		16	X1-16	QF:34
		17	X1-17	QF:41
		18	X1-18	QF:42
		19	X1-19	QF:43
		20	X1-20	QF:44
		21	X1-21	S10.1:3
		22	X1-22	S10.1:4
		23	X1-23	S9.1:1
		24	X1-24	S9.1:2
		25	X1-25	S9.2:1
		26	X1-26	S9.2:2
		27	X1-27	S9.2:3
		28	X1-28	S9.2:4
ХТ:7	131	29	X1-29	GTO:1
ХТ:8	132	30	X1-30	GTO:2
		31	X1-31	DXN:L
		32	X1-32	DXN:N

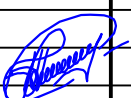
Отсек выключателя





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

Поз	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Завод изготовитель	Единица измерения	Кол-во	Масса Единицы, Кг.	Примечание
1	Трансформатор силовой масляный герметичный: Sном.=_____кВА, Uном=_____±(2х2,5%)/0,4кВ Схема и группа соединения обмоток- D/Yn	ТМГ_____		шт.	2		
2	Комплект медных переходных пластин для ошиновки трансформатора: Накладка мед."фазная" ЭПА 013.05.00.000 (400кВА) ЭПА 013.01.00.000 (630кВА) ЭПА 013.03.00.000 (1000кВА) ЭПА 013.04.00.000 (1250кВА) Накладка мед."0" ЭПА 013.05.00.000-01 (400кВА) ЭПА 013.01.00.000-01 (630кВА) ЭПА 013.03.00.000-01 (1000кВА) ЭПА 013.04.00.000-01 (1250кВА) Накладка мед.высоковольтная (10 кВ) ЭПА 031.00.00.000		000 «ЭП-А»	шт.	6       2  2		
3	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией на напряжение 20 кВ на цоколе 260 мм с параметрами: Uном=24 кВ Uраб=_____кВ, Iном=630А При заказе предусмотреть в соответствии с опросным листом на КРУЭ ЭПА	КРУЭ ЭПА СССР	000 «ЭП-А»	шт.	2		
		КРУЭ ЭПА СВС	000 «ЭП-А»	шт.	2		
4	Шкаф АВР 6-20 кВ	АВР 6-20 кВ	000 «ЭП-А»	шт.	1		

										ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС	
										Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково	
				Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Привязан:				ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	
				Разработал		Боярин				Стадия	Лист
										Р	1.1
				Проверил		Гончарук				Спецификация оборудования, изделий и материалов	
Арх. №				Подпись						ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	

5	Шкаф низкого напряжения н/н с вводным выключателем нагрузки (2500А) и секционным, в комплекте с одним авт.выключателями 4А, одним авт. 100А и трансформаторами тока с ____ отх. фидерами 630А В случае применения комбинированного ШНН-ЭПА: с: - а/в _____А	ШНН-ЭПА-14-2500(1600) ШНН-ЭПА-8-2500(1600)-_____ ШНН-ЭПА-6-2500(1600)-2500	000 «ЭП-А»	шт.	2																	
6	Шкаф питания собственных нужд	ШПСН ЭПА	000 «ЭП-А»	шт.	2																	
7	Панель учета на 15 счетчиков (к-во счетчиков э/э согласно однолинейной схеме)	ПУ1, ПУ2	000 «ЭП-А»	шт.	2																	
8	Терморегулятор с датчиком, 10А, 220В	ITR-3		шт.	2																	
9	Датчик открывания двери	ИО-102		шт.	6																	
10	Выключатель двухполюсный 16А	ПВ-2-16УЗ-30		шт.	4																	
11	Светильник	НПБ-02-60-003		шт.	14																	
12	Кабель канал 110х60 ДКС IN-Liner Кабель канал 25/1х17 ДКС IN-Liner Кабель канал 40х40 ДКС IN-Liner			м.	20 4 8																	
13	Заглушка на каб. ввод 300.02.20В Заглушка 100х60 ДКС LAN IN-Liner Заглушка на каб. ввод 300.02.20В			шт.	2 8 2																	
14	Комплект УСПД				1		По отдельному проекту															
	Силовые кабели и кабельная арматура ТП																					
15	Перемычка между КРУЭ-ЭПА и силовыми трансформаторами	АПВВнг-LS-20 1х <table><tr><td>95</td><td>/</td><td>16</td></tr><tr><td>95</td><td>/</td><td>25</td></tr></table> АПВВнг-LS-10 1х <table><tr><td>95</td><td>/</td><td>25</td></tr></table>	95	/	16	95	/	25	95	/	25		мм.	50								
95	/	16																				
95	/	25																				
95	/	25																				
16	Перемычка между КРУЭ-ЭПА	АПВВнг-LS-20 1х <table><tr><td>120</td><td>240</td><td>/</td><td>16</td><td>25</td></tr><tr><td>120</td><td>240</td><td>/</td><td>35</td><td>50</td></tr></table> АПВВнг-LS-10 1х <table><tr><td>120</td><td>240</td><td>/</td><td>35</td><td>50</td></tr></table>	120	240	/	16	25	120	240	/	35	50	120	240	/	35	50		мм.	100		
120	240	/	16	25																		
120	240	/	35	50																		
120	240	/	35	50																		
17	Муфта концевая (с наконечниками)			комп.	10		Без учёта внешних разделок															
19	Адаптер для подключения кабелей к КРУЭ ЭПА			комп.	8																	
20	Адаптер для подключения кабелей к трансформатору			комп.	2																	
	Клища высоковольтная	ЭПА 020.00.00.000		шт.	8																	
	Клища низковольтная	ЭПА 020.03.00.000 (400-630кВА ) ЭПА 020.02.00.000 (1000-1250кВА)		шт.	4																	
21	Кабель ГОСТ 6323-79 ВВГнг LS 1Х300 ВВГнг LS 2Х1.5 ВВГнг LS 2Х2.5 ВВГнг LS 3х1,5 ВВГнг LS 4х2,5 ВВГнг LS 4х4 ВВГнг LS 4х16 КВВГ 10х1,5 КВВГ 5х1,5 ВВГнг LS (1х240)			м.	280 29 30 13 7 4 20 9 9 96																	
21	Наконечник кабельный ГОСТ 7386-80 300-16-24-М-УХЛ3 240-16-24 М-УХЛ3			шт.	56 28																	

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

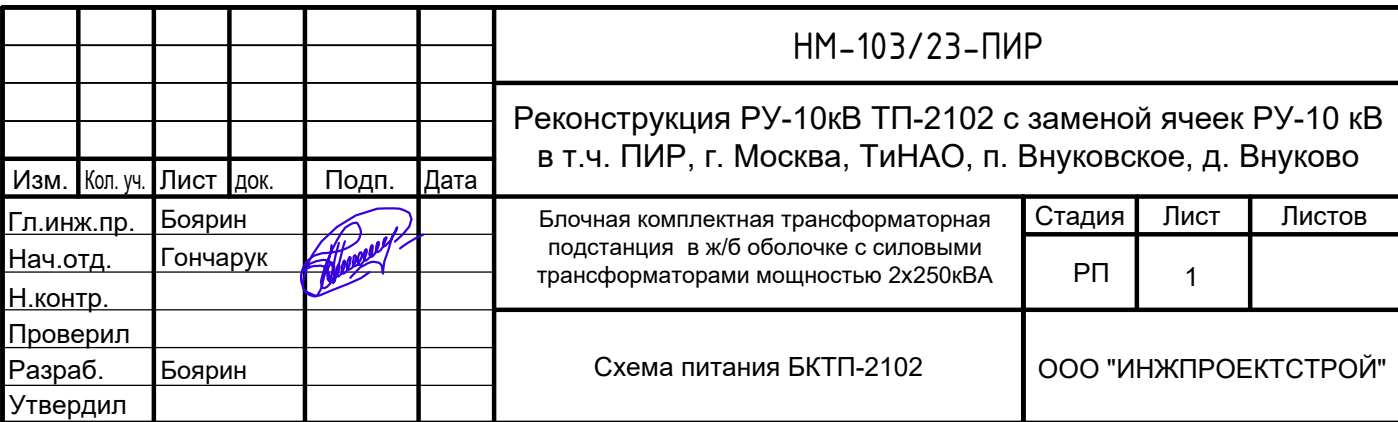
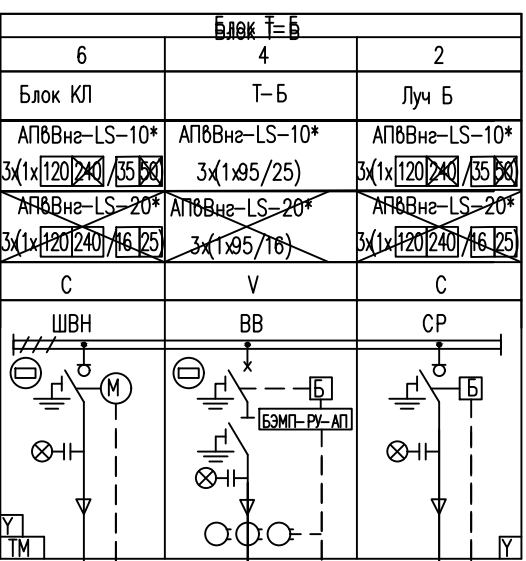




36	Комплект предупредительных плакатов для БКТП: 1. Плакат «Деление сети-кабель под напряжение» 2. Плакат «Испытания! Опасно для жизни» 3. Плакат «Не включать не в фазе» 4. Плакат «Не включать! Работают люди» 5. Плакат «Не включать! Работа на линии» 6. Плакат «Не включать! Кабель повреждён» 7. Плакат «Осторожно! Электрическое напряжение» 8. Плакат «Работать здесь» 9. Плакат «Стой напряжение» 10. Плакат «Транзит без разрешения дежурного диспетчера не включать» 11. Плакат «Трансформатор отключён» 12. Плакат «Заземлено» 13. Плакат «Трансформатор зав. № » 14. Плакат «Положение анцапфы I II III IV V» 15. Плакат «Осмотр тр-ра с земли» 16. Бурка на кабель	Инстр. МКС 1-Б-3 ГОСТ 12.4.026-76 Инстр. МКС 1-Б-3 ГОСТ 12.4.026-76 ГОСТ 12.4.026-76 Инстр. МКС 1-Б-3 ГОСТ 12.4.026-76 ГОСТ 12.4.026-76 ГОСТ 12.4.026-76 Инстр. МКС 1-Б-3  Инстр. МКС 1-Б-3 ГОСТ 12.4.026-76 Инстр. МКС 1-Б-3 Инстр. МКС 1-Б-3 Образец Инстр. МКС 1-Б-3		шт. шт. шт. шт. шт. шт. шт. шт. шт.  шт. шт. шт. шт. шт. шт.	2 2 2 4 4 4 4 2 6 2  2 2 2 2 2 52		
37	Замки ПАО «Россети – Московский регион»			шт.	6		Давальческие ПАО «Россети – Московский регион»
38	Фирменная табличка ПАО «Россети – Московский регион»			шт.	1		
	Крыша металлическая						
39	Козырёк			шт.	8		
40	Козырёк			шт.	5		
41	Кожух			шт.	2		
42	Замок почтовый (30 мм)			шт.	2		Для приводов ЗН СР и ЗН СВН
43	Нащельник			шт.	6		
44	Конёк			шт.	3		
45	Саморез со сверлом головка полусфера с прессшайбой-крест №2 М4,2х38 (по дереву)			шт.	80		
46	Винт самонарезающий М4х40 ГОСТ 10619-63			шт.	6		
47	Втулка-заглушка			шт.	6		
48	Шайба с резиновой прокладкой 14х10 ШРП Арт.17001			шт.	80		



# ПС 110кВ Полет №813







КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ

- ПС-813, ф. 43, 2
- 
- РТП-21, яч. 15
- 
- СВ

--

РТП-21, яч. 6

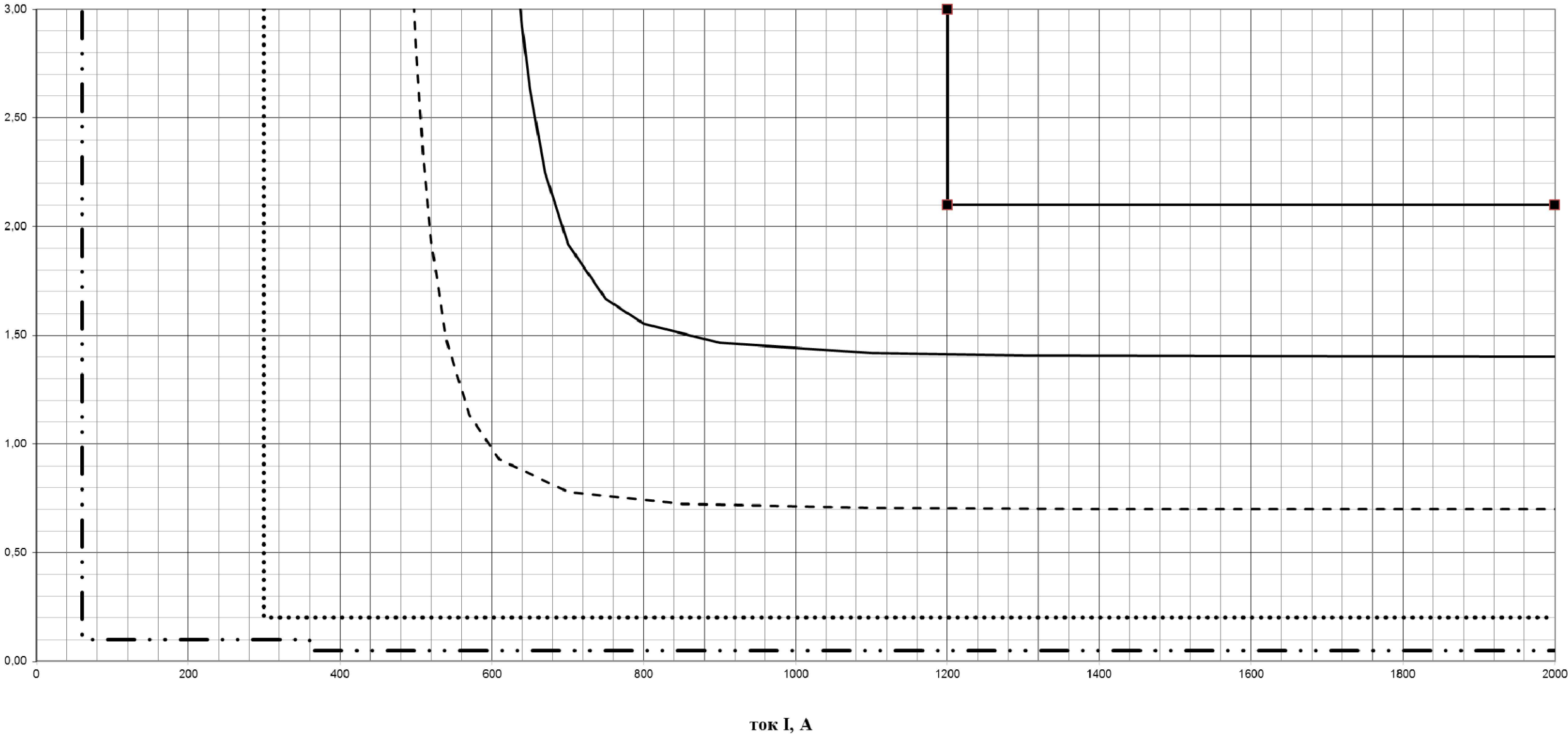
....

КРУН-24, яч. 3

—

Проект. ТП 2х250 кВА, яч. 3, 4  
Т-1, Т-2 250 кВА  
взамен ТП-2102 2х250 кВА

Время срабатывания tс.з., с



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

НМ-103/23-ПИР.ЭС

Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Изм.	Кол. уч.	Лист	док.	Подп.	Дата
Гл. инж. пр.		Боярин			
Нач. отд.		Гончарук			
Н. контр.					
Проверил					
Разраб.		Тихон			
Утвердил					

Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м

Стадия	Лист	Листов
РП	2	4

Карта селективности

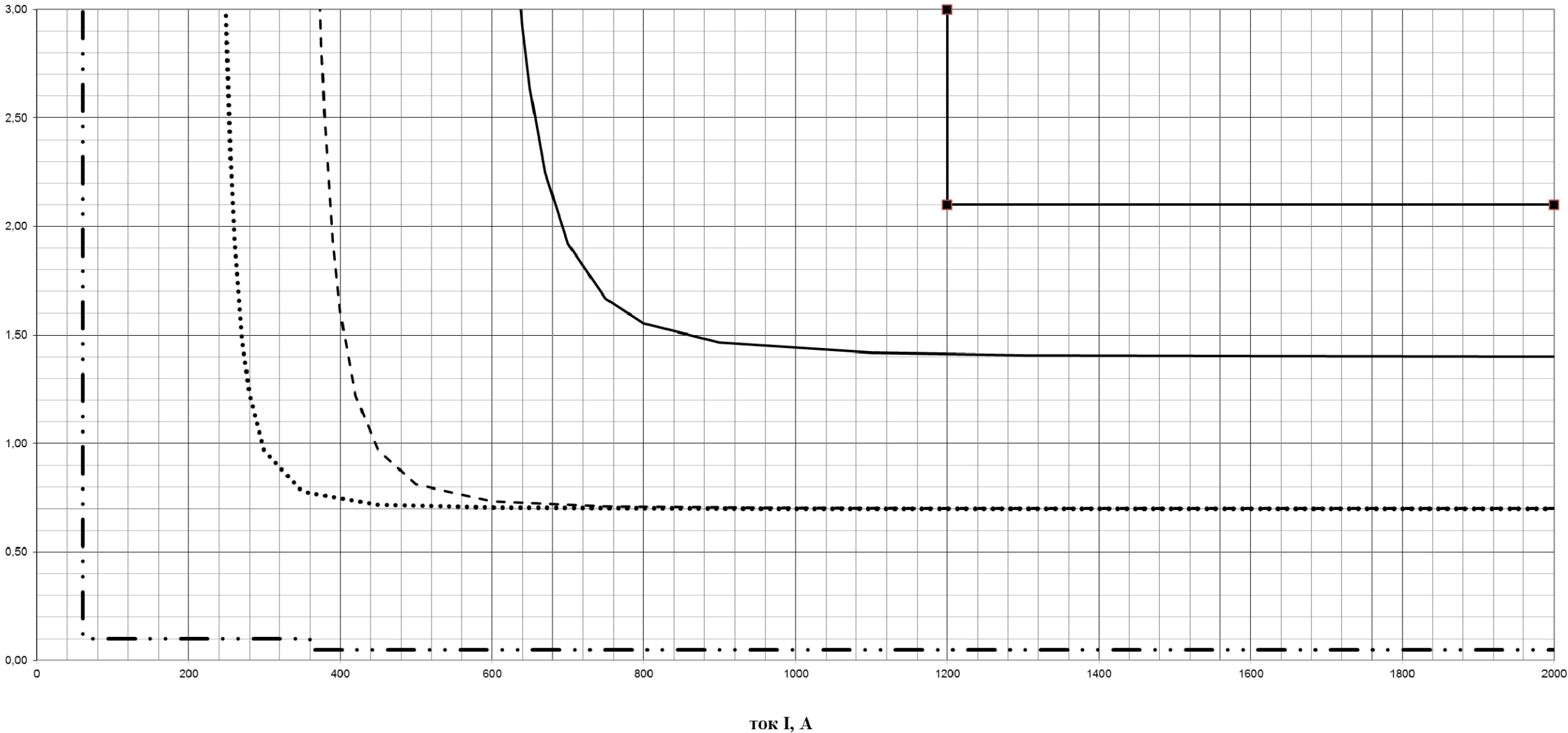
ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"





КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ

Время срабатывания  $t_{с.з.}$ , с



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						НМ-103/23-Пир.ЭС			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол. уч.	Лист	док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00м	Стадия	Лист	Листов
Гл.инж.пр.		Боярин					РП	4	4
Нач.отд.		Гончарук							
Н.контр.									
Проверил									
Разраб.		Тихон				Карта селективности	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
Утвердил									

ООО "Инжпроектстрой"

Заказчик: Новая Москва-филиал ПАО "Россети Московский Регион"  
Объект: Реконструкция РЧ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РЧ-10 кВ

по адресу: г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Блочная комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП  
в железобетонной оболочке с двумя трансформаторами  
мощностью 2х250 кВА

2БКТП-250

Шифр: НМ-103/23-ПИР-СМР.АС

АЛЬБОМ 2

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Том АС

Генеральный директор

А. С. Руденков

Главный инженер проекта

Д. М. Боярин

Москва 2023г.

Инв. N° подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N°

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

ВЕДОМОСТЬ ССЫЛОЧНЫХ ДОКУМЕНТОВ		
Обозначение	Наименование	Примечание
СП 22.13330.2016	Основания зданий и сооружений	
СП 45.13330.2012	Земляные сооружения, основания и фундаменты	
СП 70.13330.2012	Несущие и ограждающие конструкции	
СП 72.13330.2016	Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии	
СНиП 12-03-2001 СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве	
ПУЭ	Правила устройства электроустановок 8 издание 2008г.	

№ П/П	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед.м.	Примечание
1	ОБ-1	Объемный блок (надземная часть)	1	-21,0	указана транспортировочная масса
	L=6000мм;				
	B=2500мм;				
	H=2865мм.				
2	ОП-1	Объемный приямок (подземная часть)	1	-10,8	указана транспортировочная масса
	L=6000мм;				
	B=2500мм;				
	H=1600мм.				
3	ОБ-2	Объемный блок (надземная часть)	1	-21,0	указана транспортировочная масса
	L=6000мм;				
	B=2500мм;				
	H=2865мм.				
4	ОП-2	Объемный приямок (подземная часть)	1	-10,8	указана транспортировочная масса
	L=6000мм;				
	B=2500мм;				
	H=1600мм.				

A3

Общая часть.

Блочная комплектная трансформаторная подстанция с отделением для АИИС КУЭ (БКТП) состоит из объемных элементов надземной и подземной частей

Здание БКТП состоит из двух блоков (БТП-1, БТП-2) (размеры каждого блока – длина = 6000 мм, ширина = 2500мм, высота = 2480мм). Толщина стен подстанции – 100мм.

В двух блоках подстанции (БТП-1, БТП-2) размещаются силовые трансформаторы, оборудование РУВН, РУНН, шкафы АВР, телемеханика и т.д., в отдельном помещении размещается АИИСКУЭ.

Основной строительный объем рассчитан для:

- надземной части высотой 2865 мм;
- подземной части высотой 1500 мм (в чистоте).

Здание БКТП предназначено для работы в следующих условиях:

- температура окружающей среды: -47°С до +40°С;
- районы по ветру и гололеду: I –IV.

Для исключения образования росы внутри помещения ТП используется сквозная вентиляция. При этом соблюдается необходимая кратность воздуха.

Высота от пола до потолка внутри подстанции – 2480мм, высота технического подвала 1500мм.

За отметку 0,000 принята отметка чистого пола подстанции.

Степень огнестойкости здания – II согласно СНиП 21-01-97 (табл. 4). Категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности – “В-1(П-1)”.

Производство и монтаж оборудования блочной комплектной трансформаторной подстанции и пристройки выполняется в заводских условиях с соблюдением соответствующих норм и правил. Конструкция БКТП соответствует климатическому исполнению У1 и предназначена для работы на высоте над уровнем моря до 1000 м, в атмосфере типов I и II по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1.

Для формирования объемных блоков на заводе применяется тяжелый бетон класса В25 (М350), с прочностью на сжатие по ГОСТ 26633-91. Марка бетона подземных и надземных конструкций по морозостойкости – F100, ГОСТ 26633-91. Марка бетона по водонепроницаемости W10 по ГОСТ 26633-91. Материалы, применяемые при изготовлении бетона, удовлетворяют требованиям ГОСТ 13015-2003 и ГОСТ 21779-82.

Для армирования монолитных конструкций используется арматура классов А-I и А-III по ГОСТ 5781-90 и класса Вр-I по ГОСТ 6727-85.

Сварные арматурные и закладные изделия удовлетворяют требованиям ГОСТ 10922-90.

Металлическая арматура каркаса БКТП имеет жесткую металлическую связь с внутренним контуром заземления, что соответствует РД 34.21122-87.14.

Внутренние поверхности стен блока покрыты водоэмульсионной краской. На потолок нанесена грунтовка глубокого проникновения. Пол покрывается краской К-81 “GUARTZ” или её аналогами, исключающей образование цементной пыли. Снаружи подстанция отделяется: первый слой – грунтовка; второй и третий слой – фасадная краска. Металлические поверхности дверей, ворот, жалюзи и кожухов в заводских условиях загрунтованы и покрыты эмалью. Колористическое решение см. лист 3-4

Гидроизоляция крыши объемного колпака производится гидроизоляционной краской В-ЭП-012 или аналогом в два слоя. Гидроизоляция кровли обеспечивается изготовлением плиты покрытия из бетона с компенсированной усадкой. Наружное покрытие выполнено из профлиста марки НС20 на кровельных саморезах.

В целях непопадания осадков на торцевые поверхности плиты покрытия и стен на объекте устанавливаются отливы (козырьки по всему периметру) под ветровую планку (торцевая панель) .

Основные указания по монтажу

Установка и стыковка блоков после установки на место расположения ТП производится специализированной монтажной организацией. Посадка блочной трансформаторной подстанции должна быть согласована с эксплуатирующей организацией. Производство работ по устройству ТП производить в соответствии со СНиП 3.02.01-87; СНиП 3.03.01-87 и проектом организации строительства.

В случае появления воды на площадке устройства ТП, её необходимо убрать всеми имеющимися способами, обеспечив проведение работ по устройству ТП в сухих условиях.

Выполнить работы по устройству монолитной фундамента плиты (см. лист 11). произвести тщательную инструментальную выверку отметок верха фундаментов.

Установить объемные прямки подземной части с зазором 50 мм в соответствии с проектом. Заделать стыки между прямыми подземной части полнотелым кирпичом, стык между объемными прямыми и панелями пола БКТП оштукатурить и перед засыпкой позух покрыть двойным слоем оклеечной гидроизоляции.

Следующим этапом выполняется установка надземных блоков на прямки на раствор М100. Излишки раствора затереть за подлицо.

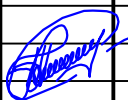
После установки блоков производится монтаж козырьков и нащельников в соответствии с чертежами конструктивного решения.

Проложить внешние а/ц трубы D=150 мм для кабелей 10-20кВ и D=100 мм для кабелей 0,4кВ с уклоном 3-5% в сторону улицы. Отверстия замонолитить цементным раствором, далее выполнить вертикальную рулонную гидроизоляцию в два слоя по грунту из праймера. Выполнить асфальтно-бетонную отмостку, шириной 1000 мм по песчано-щебеночному основанию после устройства заземления и прокладки силового кабеля.

Подъездные пути выполняются согласно плана благоустройства

Привязан:

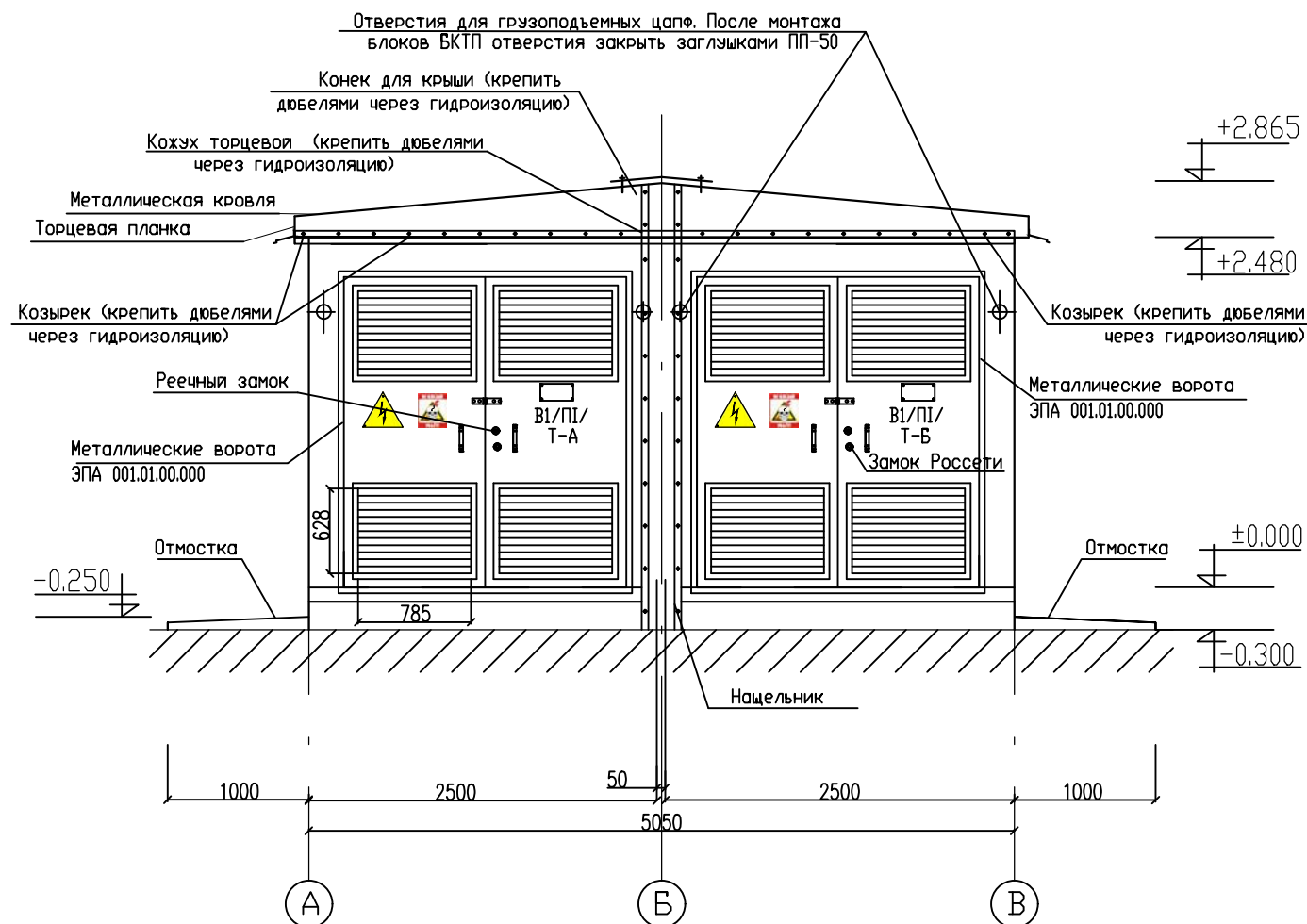
			Подпись

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Боярин					Р	1.2	
Проверил		Гончарук				Общие данные		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	

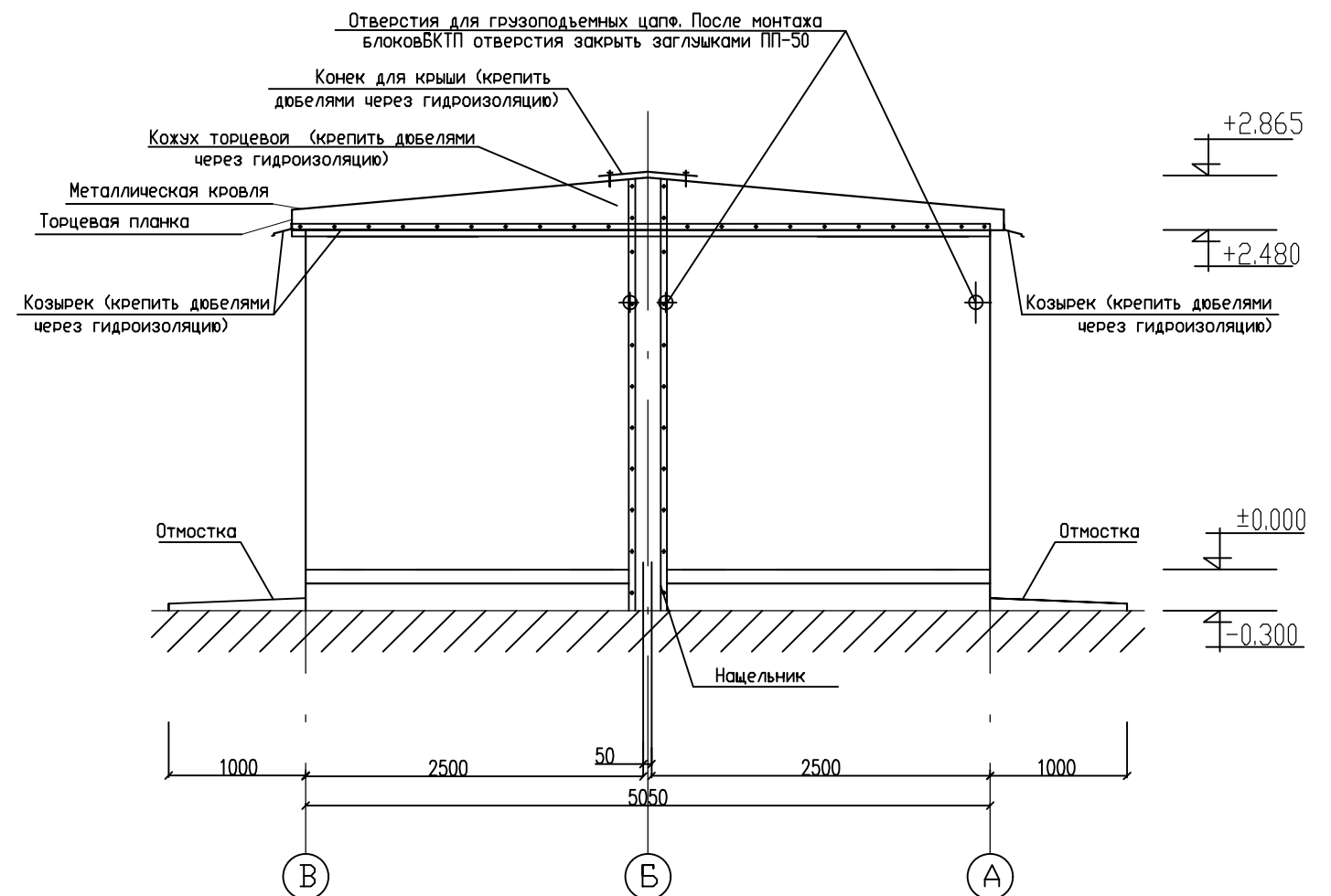




Фасад в осях А-В.



Фасад в осях В-А.



Примечание:

Колористическое решение принято в соответствии с "Руководством по использованию фирменного стиля ПАО "Россети Московский регион".  
Цвета окрасок выполняемых в заводских условиях строительных элементов применённых на подстанции:  
1.Кровля, козырьки и смежные элементы - окрашивается красками цвета RAL 5017;  
2.Наружная поверхность стен - окрашивается фасадными красками цвета RAL 7047;  
3.Жалюзийные решетки трансформаторных камер - окрашивается красками цвета RAL 7047;  
4.Нащельники - окрашивается красками цвета RAL 5017;  
5.Металлические ворота и двери - окрашивается красками цвета RAL 5017;  
6.Наружные поверхности мет. лестниц, люков - окрашиваются в заводских условиях эмалью ПФ-115 черного цвета по грунтовке ГФ-021.

Привязан:

ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС

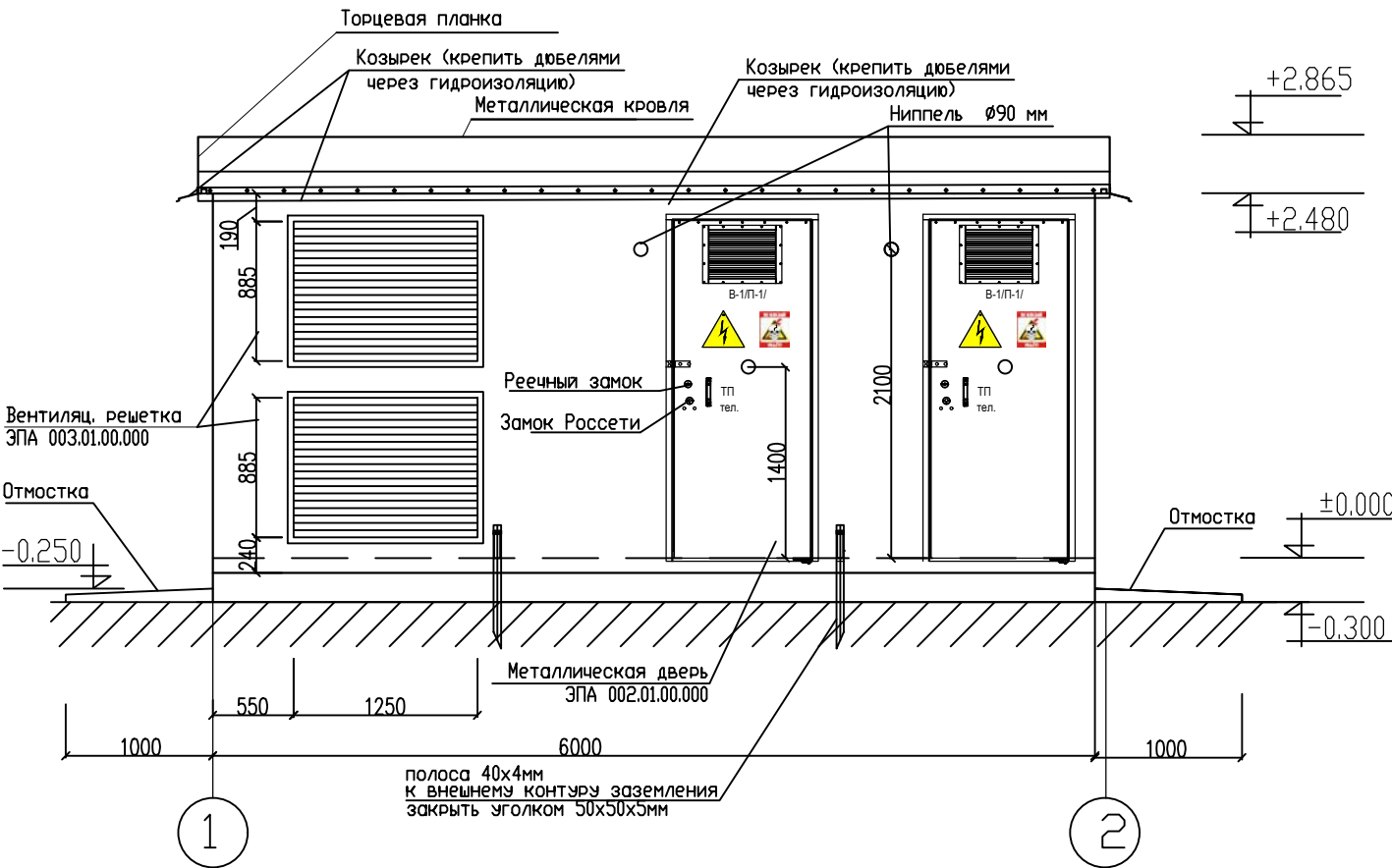
Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м	Стадия	Лист	Листов
ГИП	Боярин						Р	3	
Разработал	Боярин								
Проверил	Гончарук					Фасады в осях А-В, В-А			

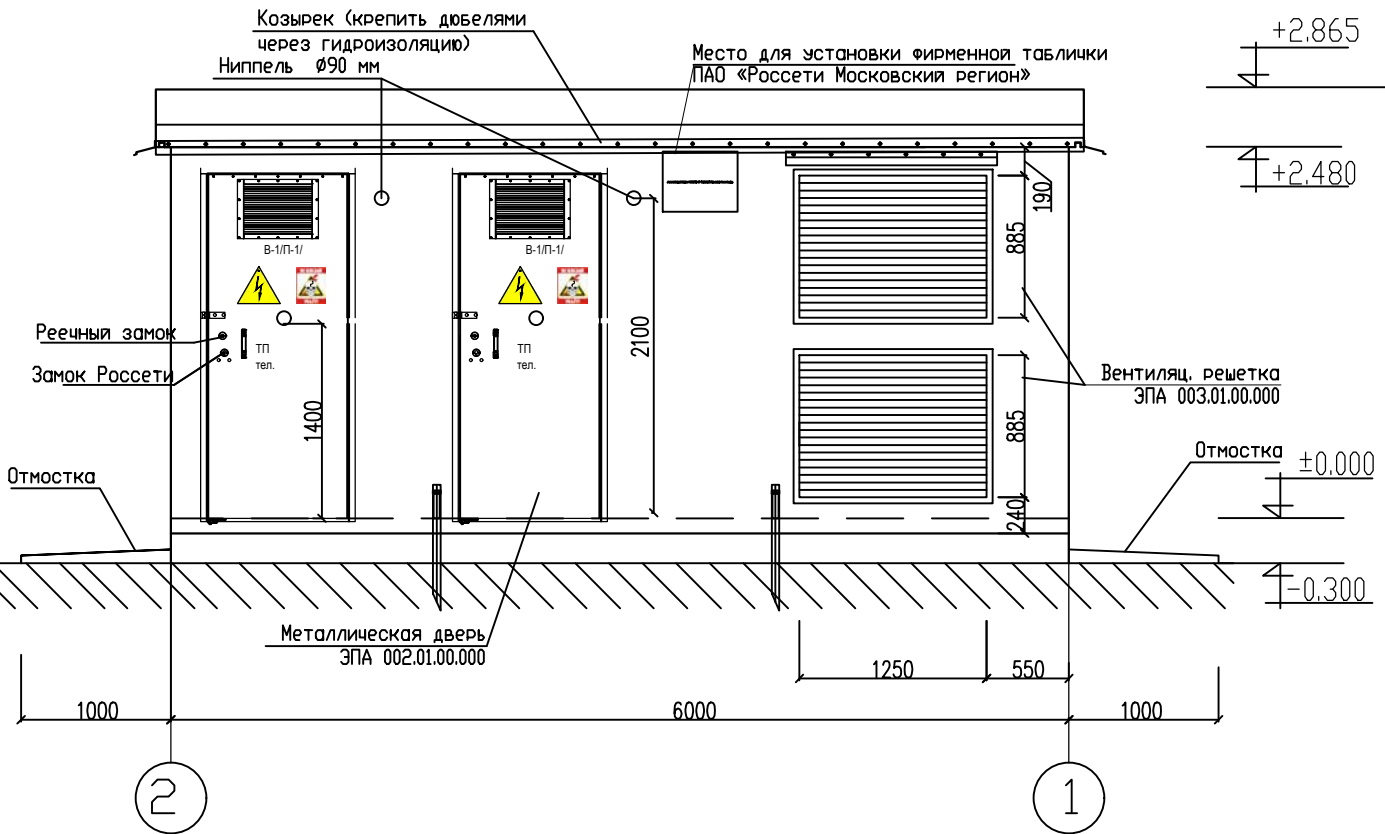
ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"

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

Фасад в осях 1-2.



Фасад в осях 2-1.



Примечание:

Колористическое решение принято в соответствии с "Руководством по использованию фирменного стиля ПАО "Россети Московский регион".  
Цвета окрасок выполняемых в заводских условиях строительных элементов применённых на подстанции:  
1.Кровля, козырьки и смежные элементы - окрашивается красками цвета RAL 5017;  
2.Наружная поверхность стен - окрашивается фасадными красками цвета RAL 7047;  
3.Жалюзийные решетки трансформаторных камер - окрашивается красками цвета RAL 7047;  
4.Нащельники - окрашивается красками цвета RAL 5017;  
5.Металлические ворота и двери - окрашивается красками цвета RAL 5017;  
6.Наружные поверхности мет. лестниц, люков - окрашиваются в заводских условиях эмалью ПФ-115 черного цвета по грунтовке ГФ-021.

Привязан:

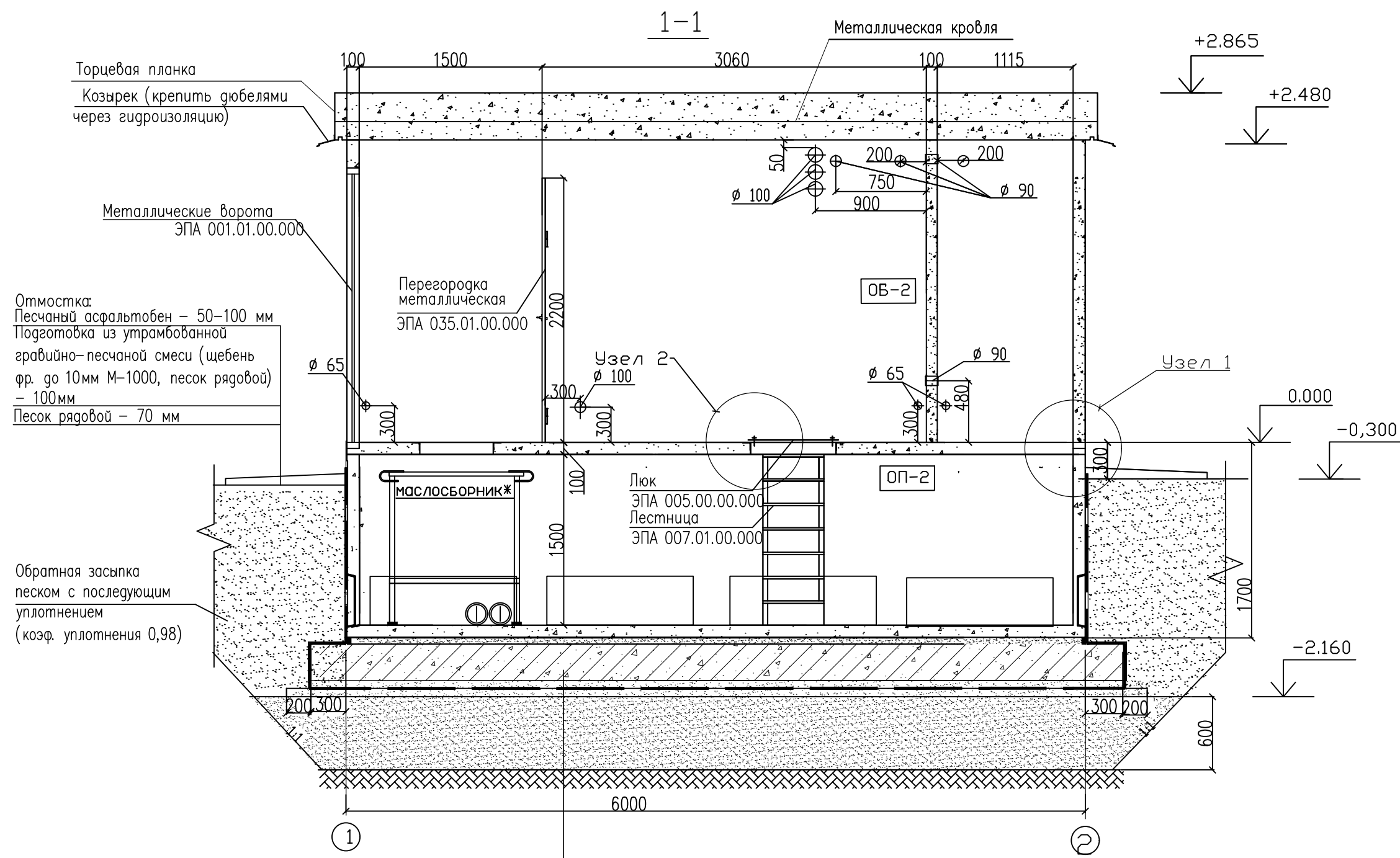
Подпись			

ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС

Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м	Стадия	Лист
Разработал		Боярин					Р	4
Проверил		Гончарук				Фасады в осях 1-2, 2-1	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	

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




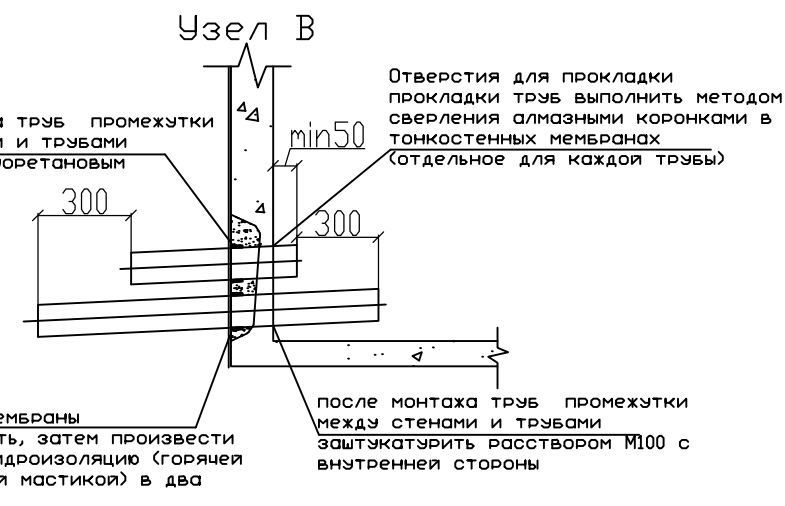
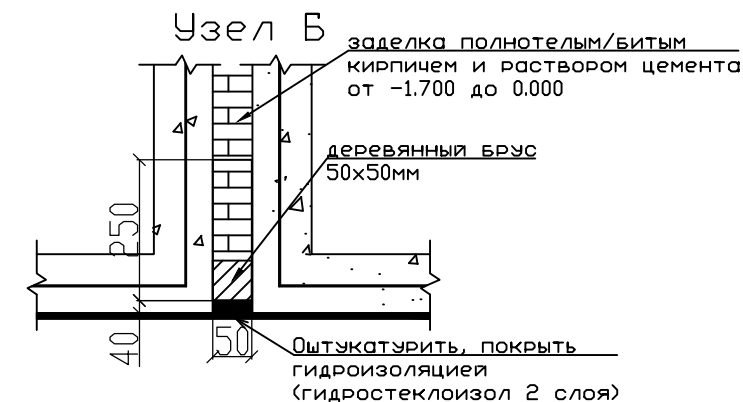
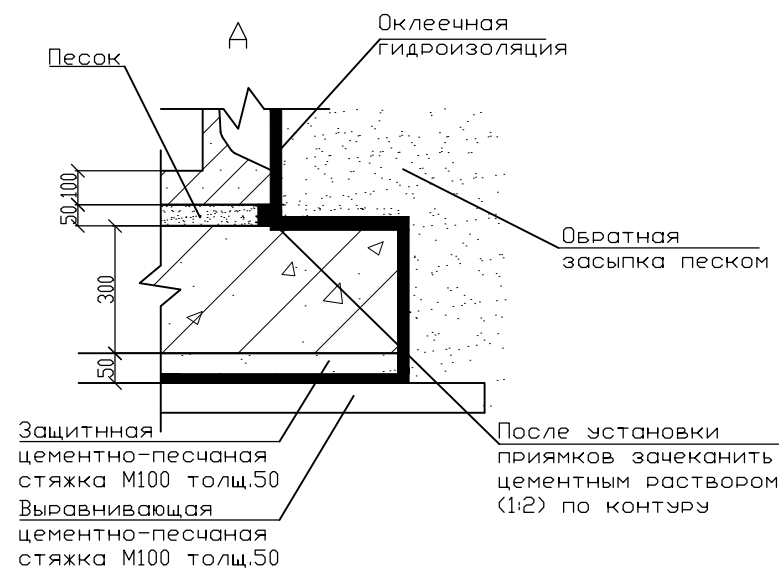
Отмостка:  
Песчаный асфальтобен – 50–100 мм  
Подготовка из утрамбованной  
гравийно-песчаной смеси (щебень  
фр. до 10мм М-1000, песок рядовой)  
– 100мм  
Песок рядовой – 70 мм

Обратная засыпка  
песком с последующим  
уплотнением  
(коэф. уплотнения 0,98)

Фундаментная ж/б плита 300 мм  
армированная стержнями  $\phi 16$  AIII  
Защитная цементно-песчаная  
стяжка М100 толщ. 50 мм  
Два слоя унифлекса  
Окраска битумной мастикой  
Выравнивающая цементно-песчаная  
стяжка М100 толщ. 50 мм  
Песчаная подготовка 600 мм  
Основание из уплотненного  
грунта Коэф. уплотнения 0.9

Привязан:			
Подпись			

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
						Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м			Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин							Р	5	
Разработал		Боярин									
Проверил		Гончарук				Разрез 1-1			ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		



Низ фундаментной плиты должен быть уложен на слой гидроизоляции с нанесением на торцы фунда. плиты, так чтобы образовался замкнутый контур из гидроизоляции.

1. Трубы для внешних кабелей заложить с уклоном 2-3% в сторону улицы.
2. Трубы для внешних кабелей должны выходить за внешний контур заземления. Вылет верхнего ряда труб за внешний контур заземления не менее 100мм.
3. При прокладке труб в два ряда, верхние трубы должны быть на 300мм короче нижних.
4. Места ввода асбестоцементных труб в приямок заделать цементным раствором.
5. Для герметизации выходов кабелей из труб использовать уплотнители типа УКТ.
6. После прокладки внешние кабели покрыть огнезащитной пастой марки "Силотерм".
7. По окончании работ восстановить целостность полов и стен, заделать и уплотнить все отверстия, восстановить (при необходимости) гидроизоляцию.
8. На резервные трубы установить заглушки.
9. А/ц трубы закладывать с зазором 30-50 мм для обеспечения возможности установки УКТ.
10. Отверстия для прокладки прокладки труб выполнить методом сверления алмазными коронками в тонкостенных мембранах (отдельное для каждой трубы), после монтажа труб промежулки между стенами и трубами заштукатурить раствором М100 с внутренней стороны, с наружной – заделать полуретановым герметиком, забетонировать, затем произвести обмазочную гидроизоляцию (горячей либо холодной мастикой) в два слоя.

после монтажа труб промежу-  
между стенами и трубами  
заделать полуретановым  
герметиком

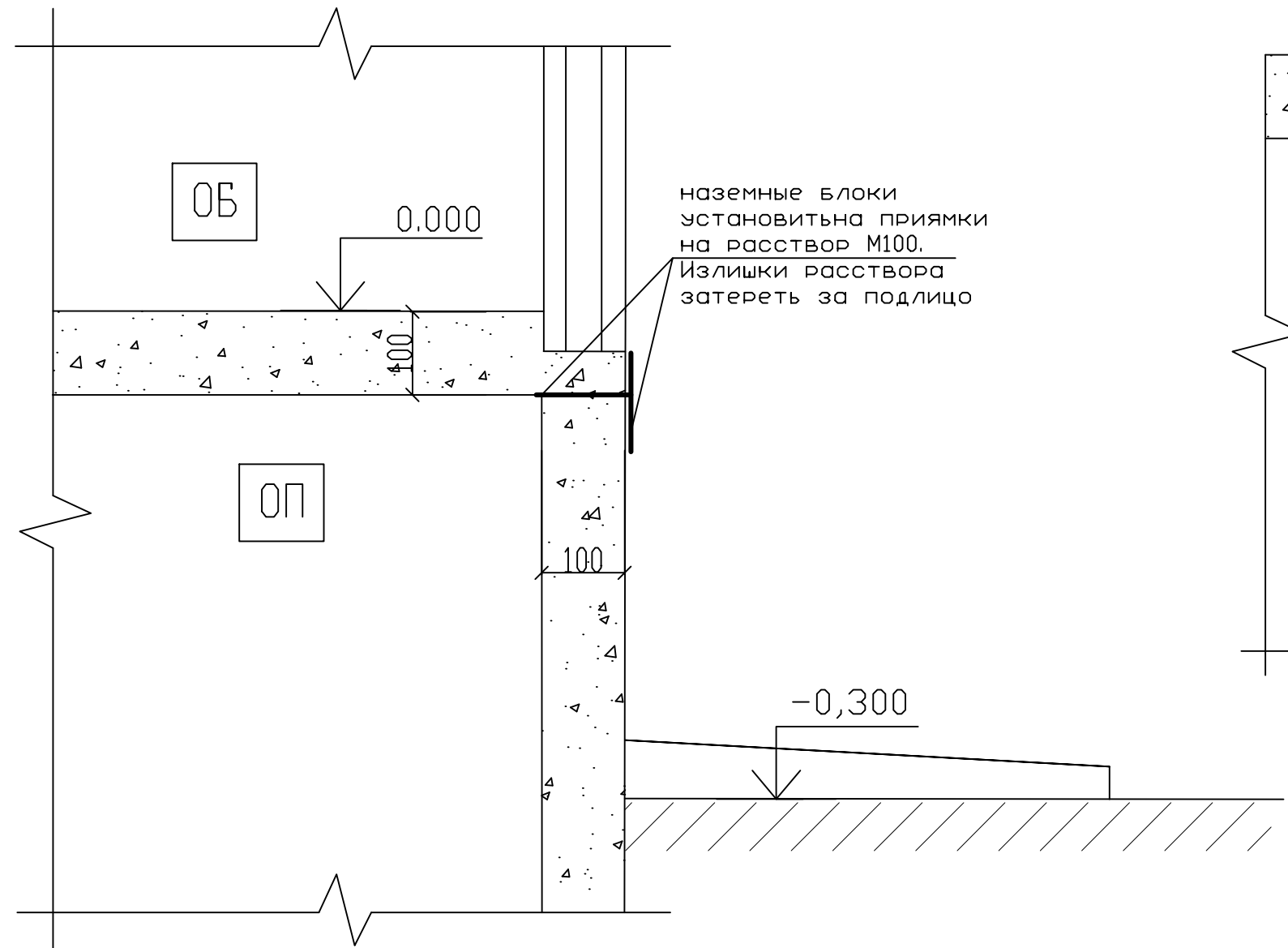
углубление мембраны  
забетонировать, затем произвести  
обмазочную гидроизоляцию (горячей  
либо холодной мастикой) в два  
слоя

Отверстия для прокладки прокладки труб выполнить методом сверления алмазными коронками в тонкостенных мембранах (отдельное для каждой трубы)

после монтажа труб промежутки  
между стенами и трубами  
заштукатурить раствором М100 с  
внутренней стороны

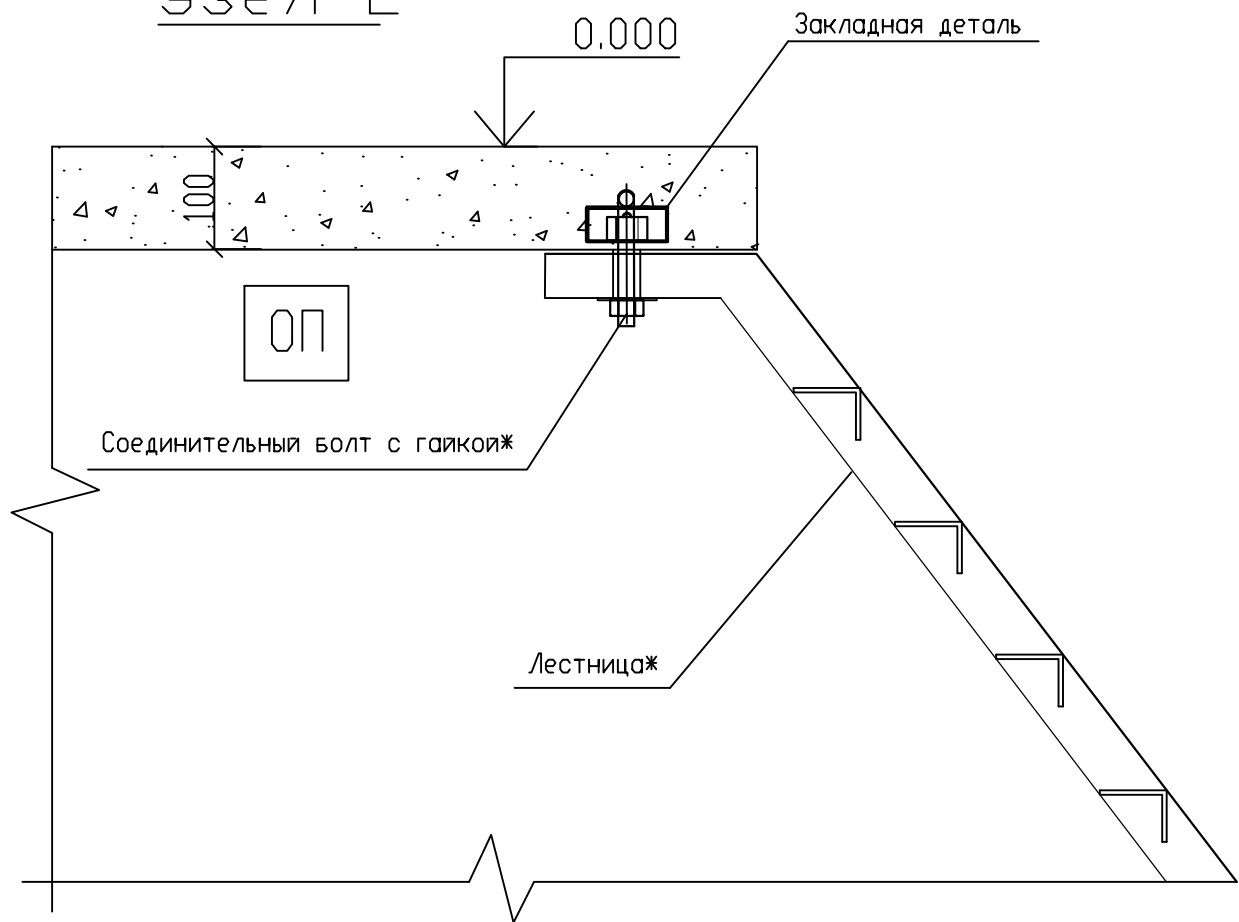
Привязан:			
		Подпись	

Узел 1



наземные блоки  
установить на  
раствор М100.  
Излишки раствора  
затереть за подлицо

Узел 2

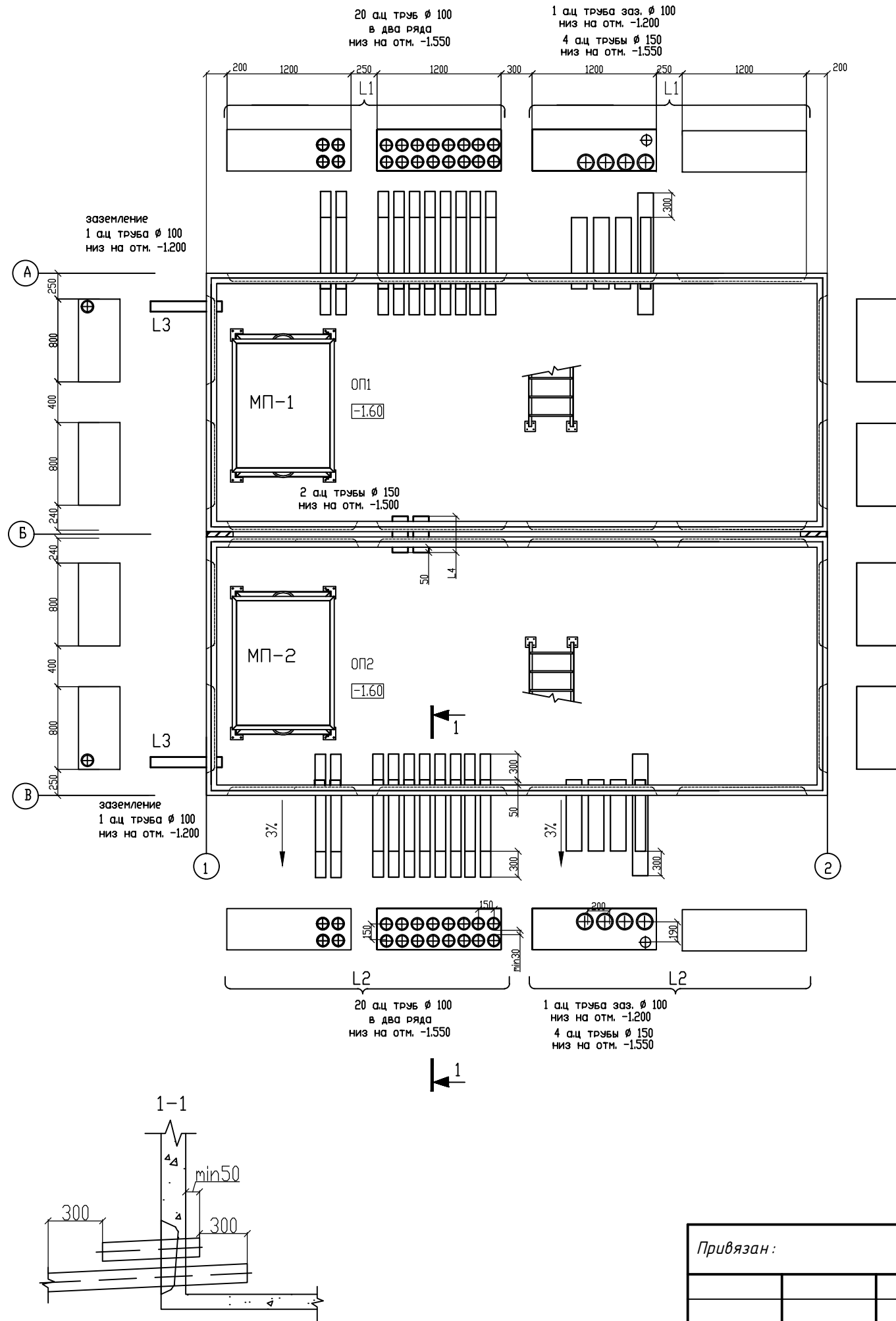


Согласовано					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

							ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
							Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
							Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м	Стадия	Лист	Листов
								Р	7	
							Узлы 1,2	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
Привязан:							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.
							ГИП	Боярин		
							Разработал	Боярин		
							Проверил	Гончарук		
							Подпись			




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



Спецификация материалов

Поз.	Наименование	Нижн. тр.		Верх. тр.		Общая длина	Примечание
		Ln(мм)	Кол.	Lb(мм)	Кол.		
L1	а/ц труба $\varnothing$ =100мм						
	а/ц труба $\varnothing$ =150мм						
L2	а/ц труба $\varnothing$ =100мм						
	а/ц труба $\varnothing$ =150мм						
L3	а/ц труба $\varnothing$ =100мм						
L4	а/ц труба $\varnothing$ =150мм	600	2				
	Итого: $\varnothing$ =100мм						
	$\varnothing$ =150мм						

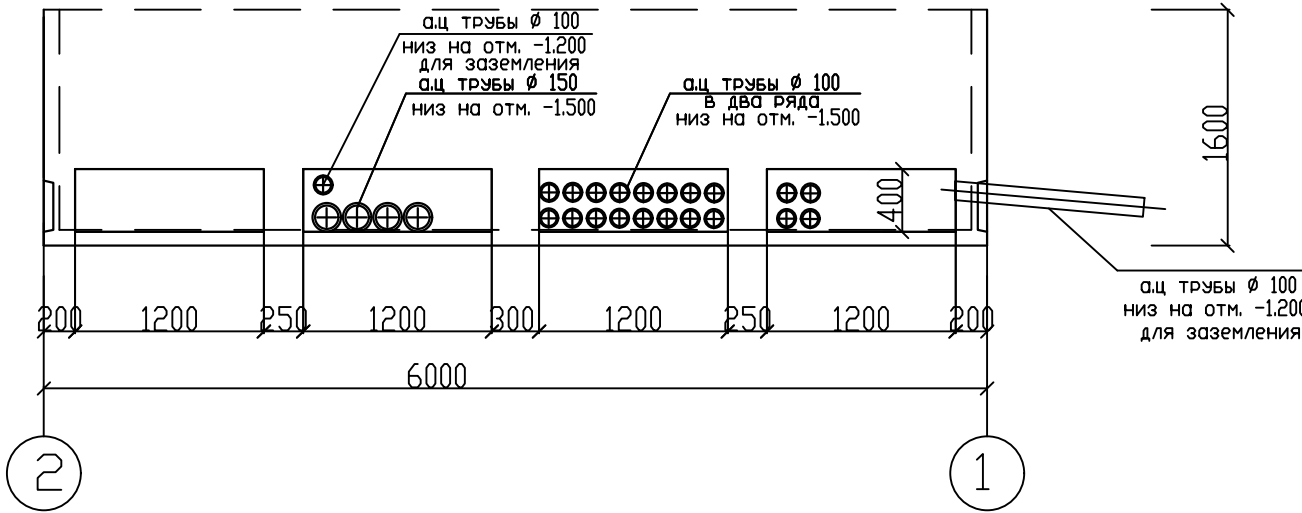
- ПРИМЕЧАНИЯ:
- Трубы для внешних кабелей заложить с уклоном 2-3% в сторону улицы. Трубы для внешних кабелей должны выходить за внешний контур заземления. Вылет верхнего ряда труб за внешний контур заземления не менее 100мм.
  - При прокладке труб в два ряда, верхние трубы должны быть на 300мм короче нижних (см. 1-1).
  - Места ввода асбестоцементных труб в приямок заделать цементным раствором.
  - Для герметизации выходов кабелей из труб использовать уплотнители типа УКПТ с обеих сторон.
  - После прокладки внешние кабели покрыть огнезащитной пастой марки "Силотерм" или согласованным аналогом.
  - По окончании работ восстановить целостность полов и стен, заделать и уплотнить все отверстия, восстановить (при необходимости) гидроизоляцию.
  - На резервные трубы установить заглушки.
  - А/ц трубы закладывать с зазором 30-50 мм для обеспечения возможности установки УКПТ.

										ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
										Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Привязан:				ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м		
				Разработал		Боярин						
										Стадия	Лист	Листов
										Р	8	
										Стандартное расположение труб . ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
				Проверил	Гончарук							
				Подпись								

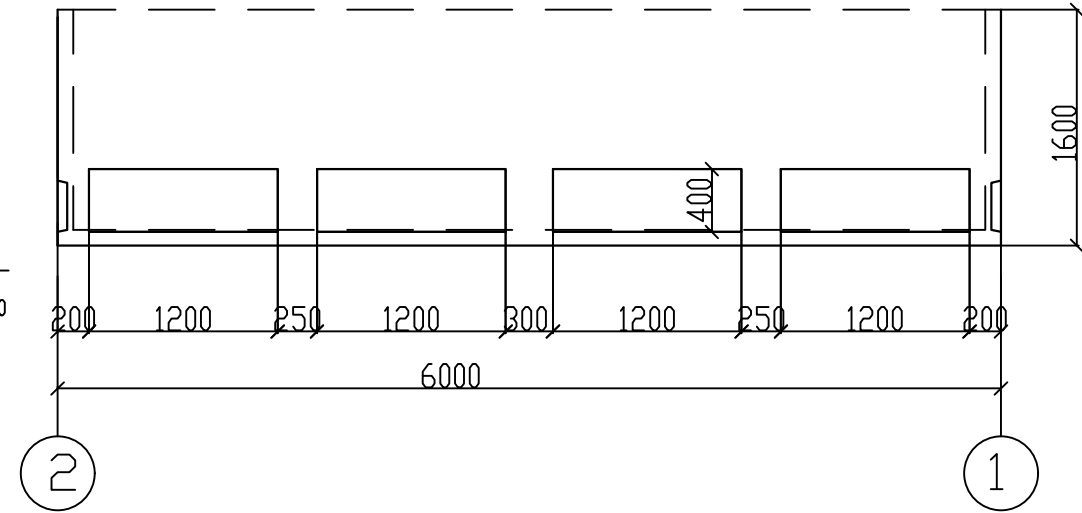


Объемные прямки.

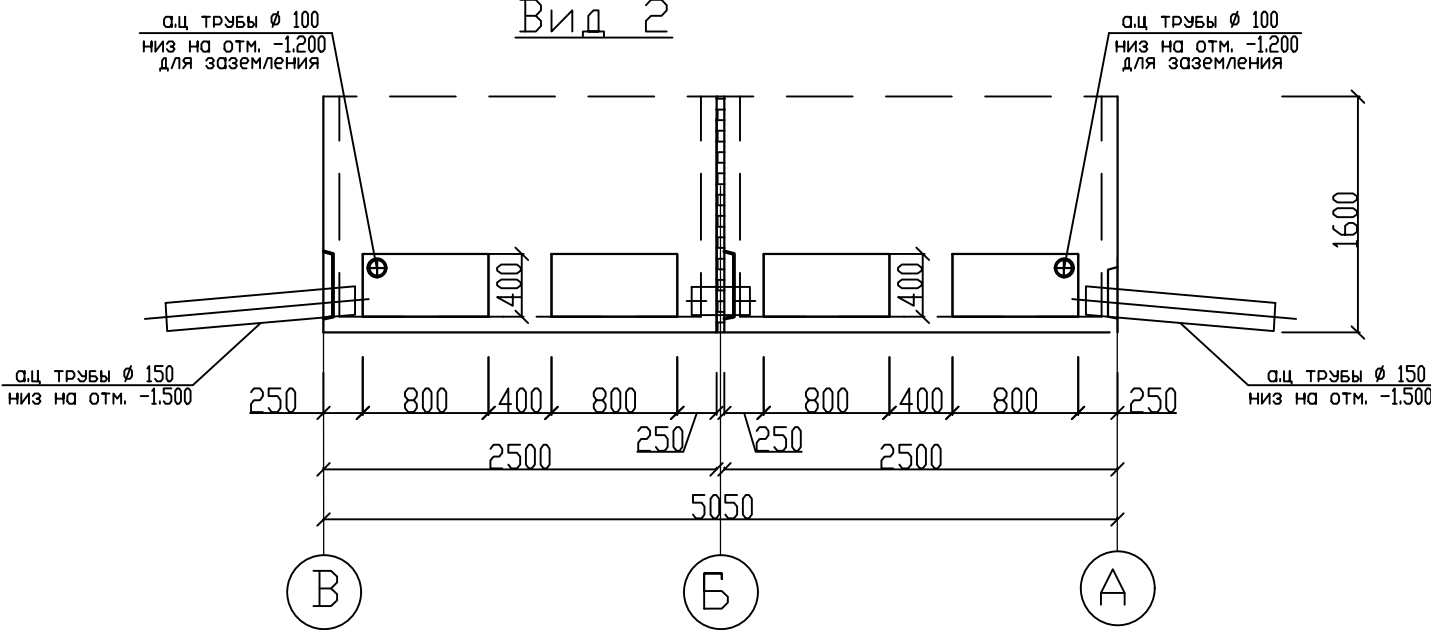
Вид 1



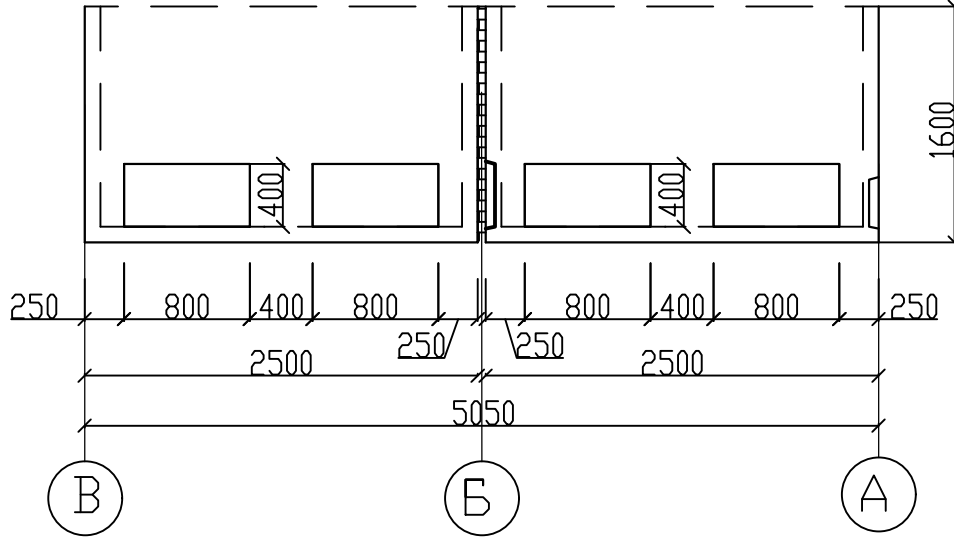
Вид 1(без труб)



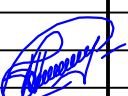
Вид 2



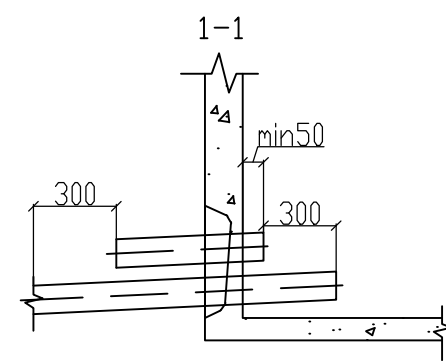
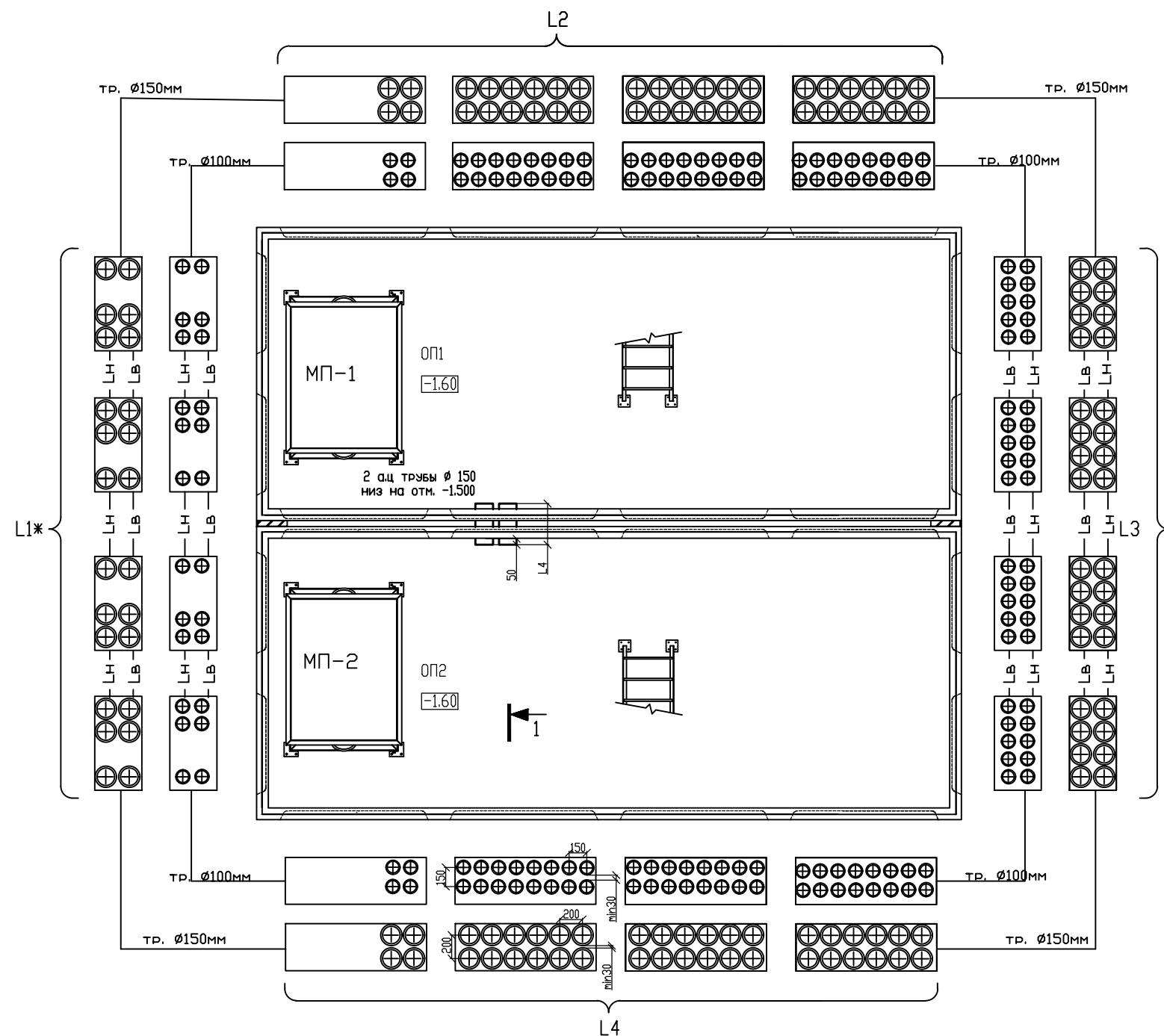
Вид 2(без труб)



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

												ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС	
												Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково	
				Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Привязан:				ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м			
				Разработал		Боярин							
										Стадия	Лист	Листов	
										Р	9		
				Проверил	Гончарук					Объемные прямки		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	
				Подпись									

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



Спецификация материалов

Поз.	Наименование	Нижн. тр.		Верх. тр.		Общая длина	Примечание
		Лн(мм)	Кол.	Лв(мм)	Кол.		
L1*	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L2	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L3	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм						
L4	а/ц труба d=100мм						
	а/ц труба d=150мм	600	2				
L5	а/ц труба d=150мм						
	Итого: d=100мм						
	d=150мм						

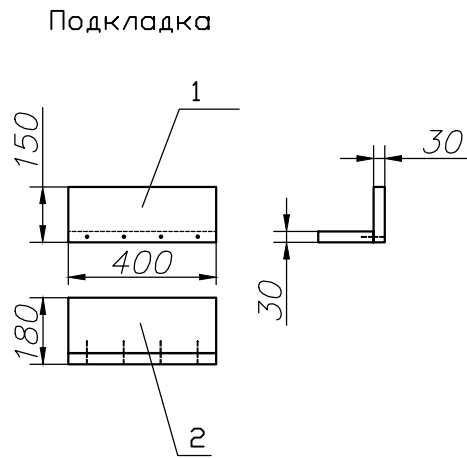
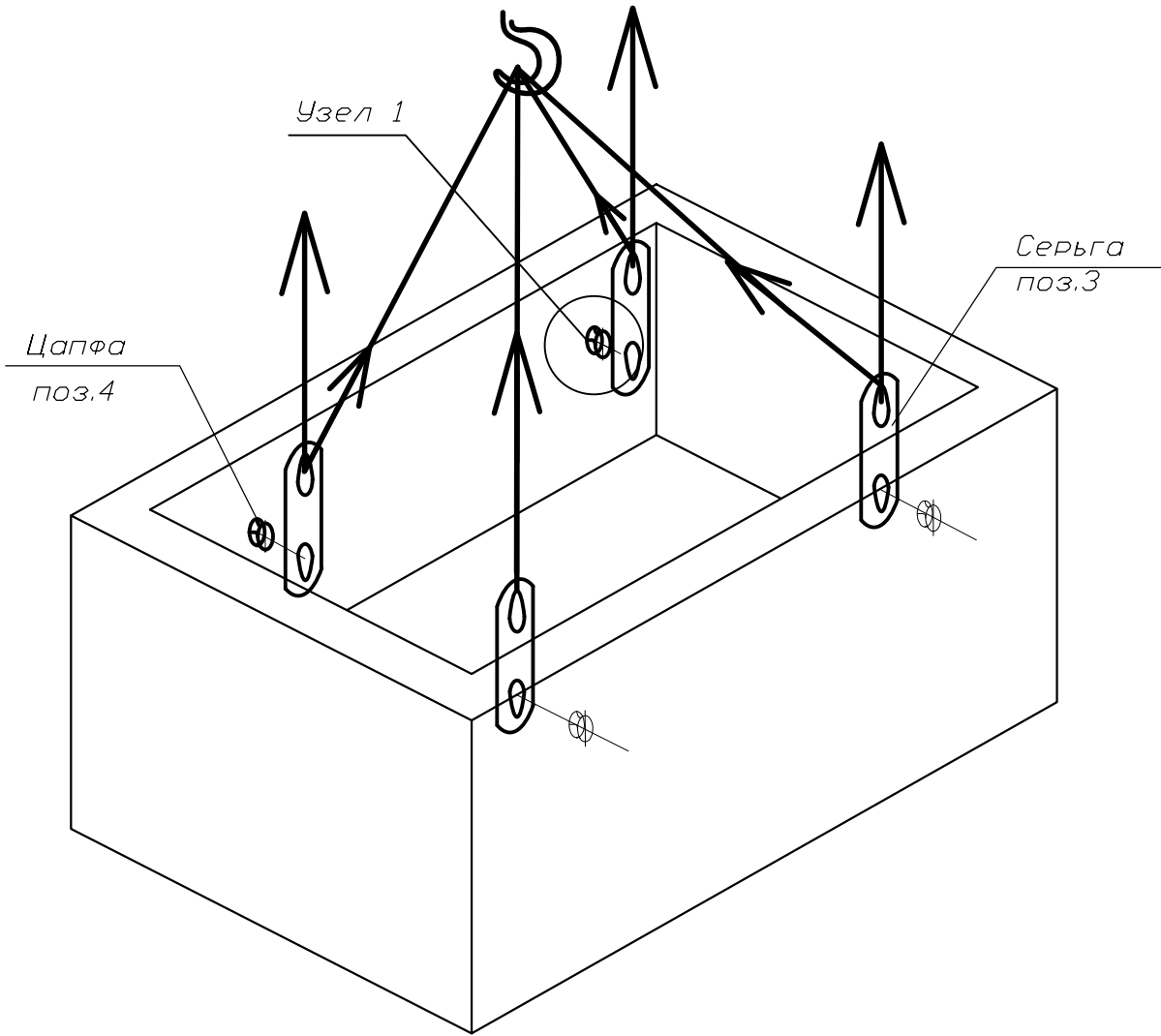
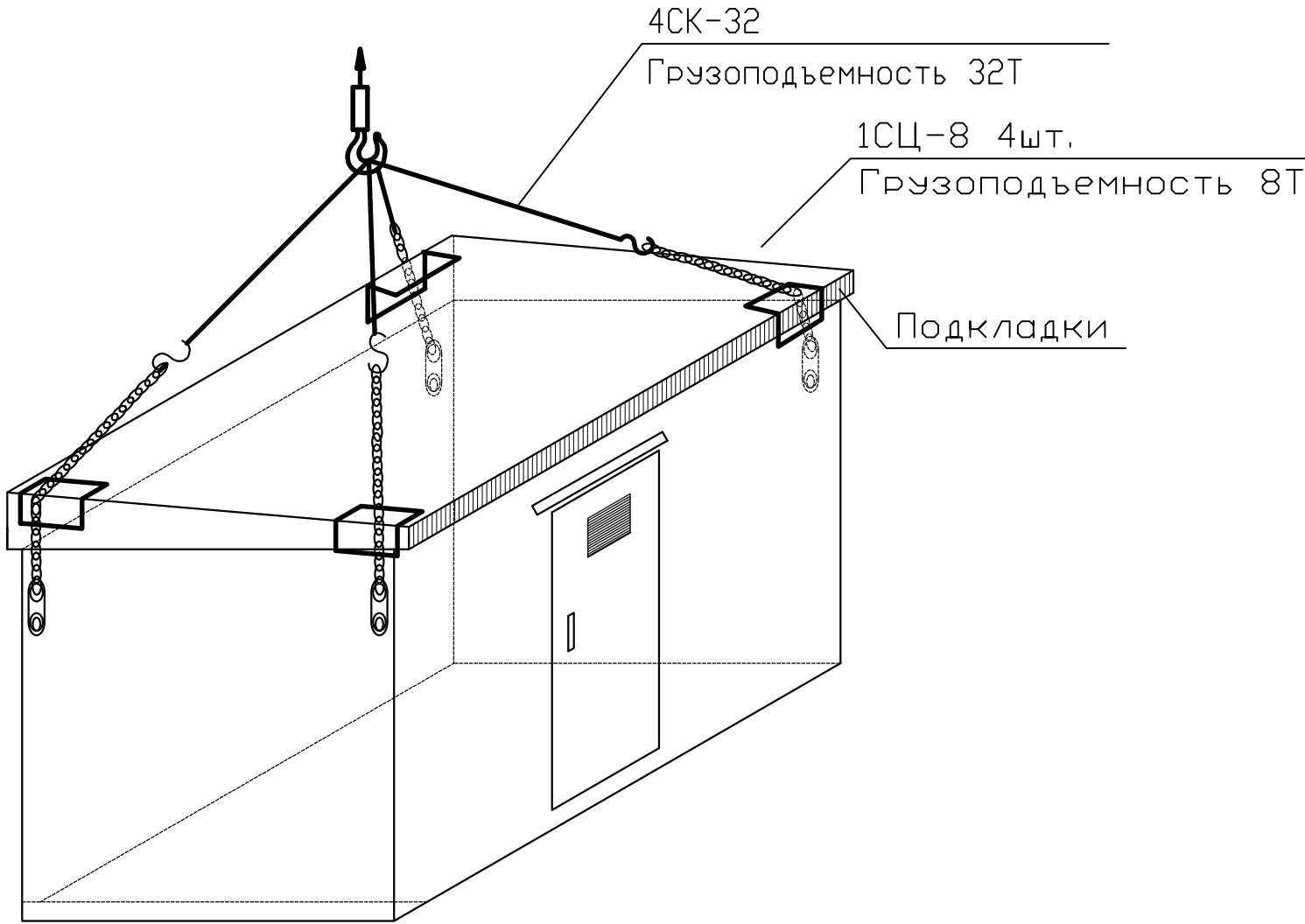
- ПРИМЕЧАНИЯ:
1. Трубы для внешних кабелей заложить с уклоном 2-3% в сторону улицы. Трубы для внешних кабелей должны выходить за внешний контур заземления. Вылет верхнего ряда труб за внешний контур заземления не менее 100мм.
  2. При прокладке труб в два ряда, верхние трубы должны быть на 300мм короче нижних (см. 1-1).
  3. Места ввода асбестоцементных труб в приямок заделать цементным раствором.
  4. Для герметизации выходов кабелей из труб использовать уплотнители типа УКПТ с обеих сторон.
  5. После прокладки внешние кабели покрыть огнезащитной пастой марки "Силотерм" или согласованным аналогом..
  6. По окончании работ восстановить целостность полов и стен, заделать и уплотнить все отверстия, восстановить (при необходимости) гидроизоляцию.
  7. На резервные трубы установить заглушки.
  8. А/ц трубы закладывать с зазором 30-50 мм для обеспечения возможности установки УКПТ.
- На листе показаны варианты возможного расположения асбестоцементных труб D=150 и D=100 мм. При привязке ненужные трубы зачеркнуть.  
\* В случае необходимости допускается установка труб при условии дополнительной защиты КЛ в месте прохода через подставку маслосборника.

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС		
						Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково		
Изм. Кол.уч Лист № док. Подп. Дата						Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м		
Привязан:						Стадия Лист Листов		
Разработал Боярин						Р 10		
Проверил Гончарук						Привязка труб в объемных приямках.		
Подпись						ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		



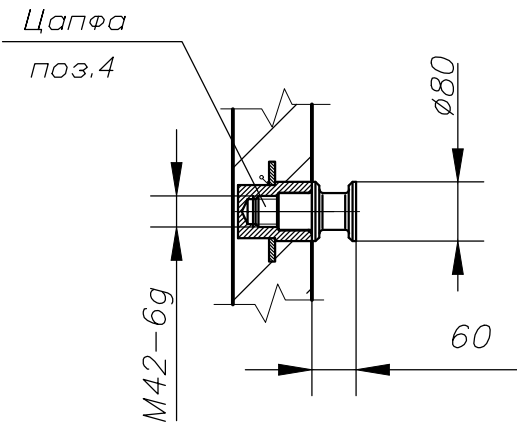
Согласовано					
Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

План строповки кабины, прямка.

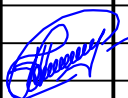


- 1 Доска 400х150х30  
 2 Доска 400х150х30  
 Соединить при помощи гвоздей или саморезов

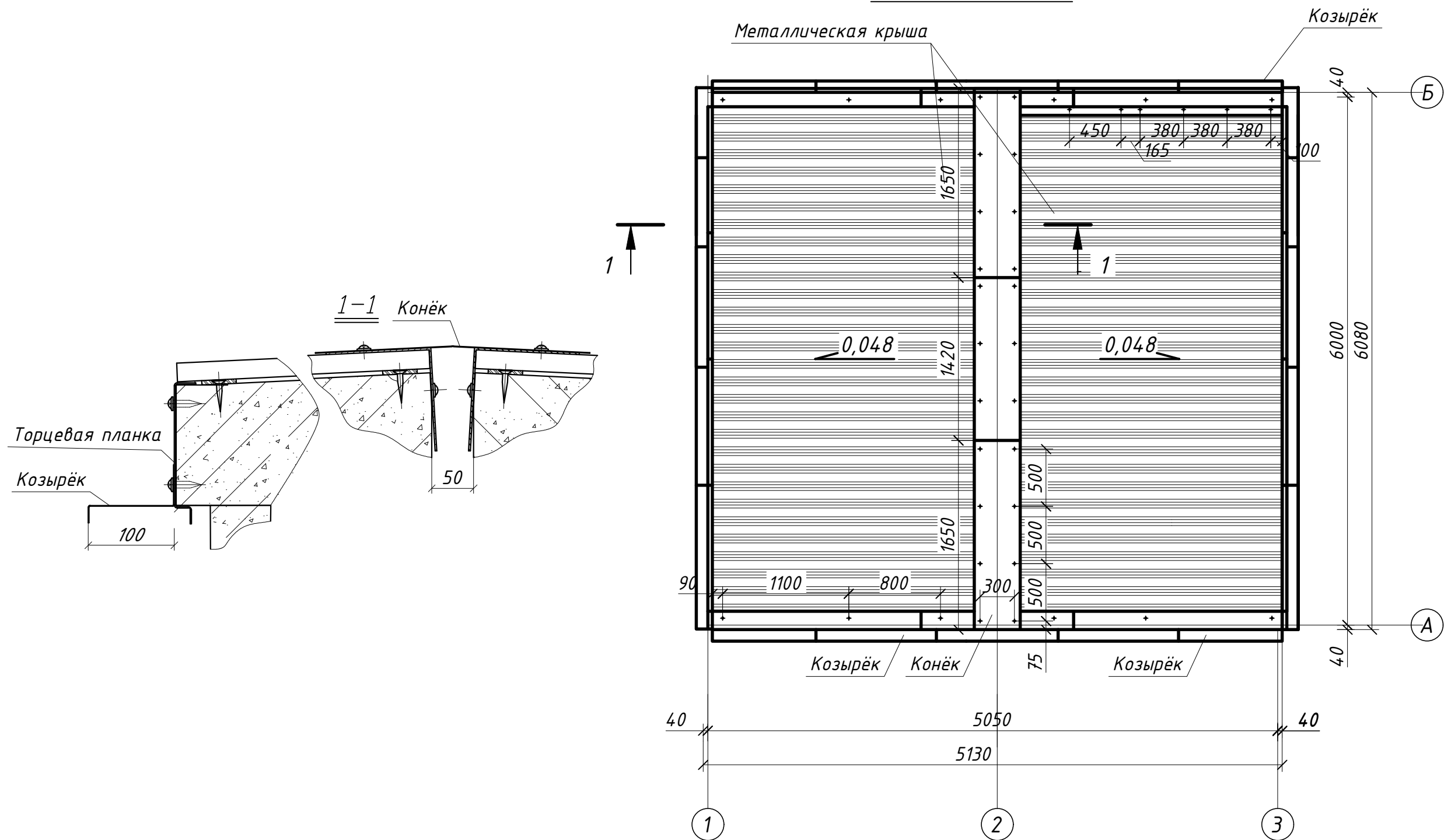
Узел 1



Привязан:			
Подпись			

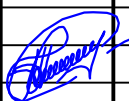
						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС					
						Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м			Стадия	Лист	Листов
ГИП		Боярин				Разработал			Р	12	
Проверил		Гончарук				План строповки кабины, прямка			ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

План кровли.



Гидроизоляция крыши объёмного колпака (наземного блока) производится гидроизоляционной краской В-ЭП-012 или аналогом в два слоя. Гидроизоляция кровли обеспечивается изготовлением плиты покрытия из бетона с компенсированной усадкой. Наружное покрытие выполнено из профлиста марки НС 20 на кровельных саморезах.

В целях неподания осадков на торцевые поверхности плиты покрытия и стен на объекте устанавливаются отливы (по всему периметру) под ветровую планку (торцевая панель).

						ШИФР: НМ-103/23-ПИР.ЭС			
						Реконструкция РУ-10 кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
ГИП		Боярин				Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ с тр-ми 2х250 кВА на ячейках КРУЭ ЭПА с АВР на стороне 10 кВ в габаритах строительной части 5,05х6,00 м	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Боярин					Р	13	
Проверил		Гончарук				План кровли		ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"	

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

# **ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»**

*119027, г. Москва, пос. Внуково, ул. Центральная, д.8Б, офис 508А, ИНН/КПП 7729494199/772901001, р/с 40702810900000213175, Филиал 7701 банка ВТБ (ПАО) в г. Москва, БИК 044525745, к/с 30101810345250000745*

Ассоциация «Объединение градостроительных проектных организаций»

СРО-П-196-14022018 выдано: 27 апреля 2021г.

## **Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково**

### **РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП-10/0,4кВ с  
включением в АИИС КУЭ**

**НМ-103/23-ПИР-ТМ**

**Том 1.1**

2023г.



# ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»

119027, г. Москва, пос. Внуково, ул. Центральная, д.8Б, офис 508А, ИНН/КПП 7729494199/772901001, р/с 40702810900000213175, Филиал 7701 банка ВТБ (ПАО) в г. Москва, БИК 044525745, к/с 30101810345250000745

Ассоциация «Объединение градостроительных проектных организаций»

СРО-П-196-14022018 выдано: 27 апреля 2021г.

## Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

### РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП-10/0,4кВ с  
включением в АИИС КУЭ

НМ-103/23-ПИР-ТМ

Том 1.1



Генеральный директор  
ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»

Руденков А.С.

«    »    2023 г.

Главный инженер проекта  
ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»

Боярин Д.М.

№ПИ-122979

«    »    2023 г.

2023г.

Перв. примен.		Содержание									
		Лист	Наименование					Примечание			
		1	Общие данные								
		2	Ведомость разделов комплекта рабочей документации								
		3	Ведомость ссылочных и прилагаемых документов								
Справ. №											
		<div>Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.</div>									
		Должность		Фамилия		Подпись		Дата			
		Гл. инженер проекта		Боярин							
Подп. и дата											
Инв. № подл.											
Взам. инв №											
Инв. № дубл.											
Подп. и дата											
Инв. № подл.											

					НМ-103/23-ПИР-ТМ ТП							
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ					Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Боярин									РД	1	3
										ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»		
ГИП	Боярин				Общие данные							

Ведомость разделов комплекта рабочей документации										
Лист		Наименование					Шифр			
1-3		Общие данные					НМ-103/23-ПИР-ТМ ТП			
1-32		Пояснительная записка					НМ-103/23-ПИР-ТМ ПЗ			
1		Кабельный журнал					НМ-103/23-ПИР-ТМ КЖ			
1		Схема структурная комплекса телемеханики и учёта ТП					НМ-103/23-ПИР-ТМ С1			
1		Схема структурная электропитания					НМ-103/23-ПИР-ТМ С2			
1		Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L». Сборочный чертёж.					НМ-103/23-ПИР-ТМ В0			
1		Схема внутренних соединений комплекта ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»					НМ-103/23-ПИР-ТМ СБ			
1-2		Схема внешних соединений комплекта ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»					НМ-103/23-ПИР-ТМ С5			
1		Схема подключения интерфейсов приборов учета к комплекту ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»					НМ-103/23-ПИР-ТМ С5.1			
1		Схема подключения измерительных цепей к приборам учета					НМ-103/23-ПИР-ТМ С5.2			
1		Схема трасс прокладки кабельных линий телемеханики и АИИСКУЭ					НМ-103/23-ПИР-ТМ С7			
1		Спецификация оборудования и материалов для ТП					НМ-103/23-ПИР-ТМ В4			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ ТП					Лист
										2
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Копировал:Формат А4

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов		
Листов	Наименование	Примечание
	<u>Прилагаемые документы</u>	
Приложение 1	Однолинейная схема подстанции	
Приложение 2	Компоновка оборудования подстанции	
Приложение 3	Перечень точек учёта	
Приложение 4	Технические условия	
Приложение 5	Свидетельство о допуске к работам	№ 05-П-02122009
Приложение 6	Заключение аттестационной комиссии	№ ИПД-6/22 от 28.01.2022
Приложение 7	Заключение аттестационной комиссии	№ ППД-86/21 от 02.12.2021
Приложение 8	Заключение аттестационной комиссии	№ ПП-49/21 от 13.07.2021
Приложение 9	Сертификат соответствия	№ ЕАЭС RU C-RUHP15.B.00540/20 RU №0257274
Приложение 10	Лицензия на деятельность по разработке и производству средств защиты конфиденциальной информации	КИ 0269 № 013509
Приложение 11	Лицензия на осуществление разработки и производства средств защиты	ЛСЗ № 0015122 Пер. № 16434 Н
Приложение 12	Сертификат IEC 61850	№ 10057347-INC 17-2443
Приложение 13	Свидетельство об утверждении типа средств измерений	RU.C.33.004.A № 64392
Приложение 14	Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	№ 2012619552

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

					ИМ-103/23-ПИР-ТМ ТП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		3

1.	Общие положения.....	3
11.	Наименование системы.....	3
12.	Основание для разработки.....	3
13.	Наименование объекта.....	3
14.	Стадия проектирования.....	3
15.	Сроки выполнения работ.....	3
16.	Цели, назначение и область использования.....	3
17.	Соответствие проекта действующим правилам и нормам.....	3
18.	Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании.....	4
2.	Описание процесса деятельности.....	5
2.1.	Описание объекта автоматизации.....	5
2.2.	Описание организационной структуры.....	5
2.3.	Описание процесса деятельности.....	6
2.3.1.	Организация контроля функционирования силового оборудования.....	6
2.3.2.	Организация учета электроэнергии.....	6
2.3.3.	Организация контроля ПКЭ.....	7
3.	Основные технические решения.....	8
3.1.	Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.....	8
3.1.1.	Решения по структуре системы автоматизации.....	8
3.1.2.	Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.....	9
3.1.3.	Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости.....	9
3.2.	Решения по режимам функционирования системы телемеханики.....	10
3.2.1.	Функционирование системы автоматизации ТП в нормальном режиме.....	10
3.2.2.	Пуск и останов подсистемы телемеханики.....	10
3.2.3.	Пуск и останов подсистемы Учета.....	10
3.2.4.	Функционирование системы в режиме аварии электропитания.....	11
3.2.5.	Функционирование при обрыве каналов передачи данных.....	11
3.2.6.	Регламент функционирования ИВК ПАО «Россети Московский регион».....	11
3.3.	Описание основных функций системы автоматизации подстанции.....	12
3.3.1.	Телеуправление.....	12
3.3.2.	Телесигнализация.....	13
3.3.3.	Измерение электрических параметров.....	14
3.3.4.	Учет электроэнергии.....	14
3.3.5.	Контроль параметров качества электроэнергии.....	15
3.3.6.	Обеспечение информационной безопасности.....	16
3.4.	Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте.....	23
3.4.1.	Общие сведения о ПТК.....	23
3.4.2.	Структура комплекса технических средств ТП.....	23
3.4.3.	Основные характеристики УСПД.....	23
3.4.4.	Основные характеристики модулей телемеханики TOPAZ TM MTU5-Pr.....	24
3.4.5.	Решения по электропитанию технических средств телемеханики.....	25
3.4.6.	Заземление технических средств ТМ.....	26
3.4.7.	Решения по размещению технических средств на объекте.....	26
3.4.8.	Решения по защите от несанкционированного доступа.....	27
3.5.	Решения по составу информации и способам её организации.....	28
3.5.1.	Организация сбора и передачи информации.....	28
3.5.2.	Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта.....	28
3.5.3.	Решения по составу информации при обмене данными с ЦППС НОВАЯ МОСКВА.....	29
3.5.4.	Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭЗ филиала «Энергоучет».....	30
3.6.	Решения по составу программного обеспечения.....	34

Формат A4

3.6.1.	Описание программного обеспечения КТС.....	34
3.6.2.	Описание специализированного ПО.....	34
4.	Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в эксплуатацию.....	37
4.1.	Объектная привязка.....	37
4.2.	Порядок проведения совместных испытаний комплекса телемеханики и устройства АВР 6–20кВ.....	37

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2			2



## 1. Общие положения.

### 1.1. Наименование системы

Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ.

### 1.2. Основание для разработки

Технические условия.

### 1.3. Наименование объекта

Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

### 1.4. Стадия проектирования

Рабочая документация.

### 1.5. Сроки выполнения работ

2023 год.

### 1.6. Цели, назначение и область использования.

Настоящая система базовой ТМ и АИИСКУЭ предназначена для осуществления автоматизированного контроля доступа в помещение ТП, и контроля основных параметров о состоянии основного электрооборудования ТП, срабатывания датчиков обнаружения повреждения силовых линий, контроля качества электрической энергии, а также для сбора информации и потребления электрической энергии.

Данная система осуществляет сбор и обработку данных, а также передачу данных на вышестоящие уровни. Система интегрируется в систему диспетчерского контроля соответствующего эксплуатационного района НОВАЯ МОСКВА – филиала ПАО «Россети Московский регион» в качестве подсистемы уровня контролируемого пункта, а также осуществляет взаимодействие с уровнем ИВК системы АИИСКУЭ «Энергоучет» – филиала ПАО «Россети Московский регион», в качестве подсистемы уровня ИВКЭ.

### 1.7. Соответствие проекта действующим правилам и нормам

- 1.7.1. Применяемое оборудование соответствует требованиям регламентов таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», и имеет соответствующие сертификаты соответствия.
- 1.7.2. Для построения систем автоматизации объектов распределительной сети применяется оборудование, прошедшее в установленном порядке аттестацию на соответствие требованиям стандартов ПАО «РОССЕТИ», и имеющее действующее аттестационное свидетельство и рекомендацию к применению на объектах ПАО «РОССЕТИ».
- 1.7.3. Оборудование телемеханики соответствует требованиям, установленным к измерительным и управляющим комплексам в ГОСТ 24.104–85.
- 1.7.4. Устройства телемеханики, применяемые в проекте имеют сертификат соответствия ГОСТ ИЕС 60870-4-2011 и соответствует следующим техническим требованиям: Класс безотказности – R3, Класс готовности А3, Класс ремонтпригодности М4, Класс времени ремонта RT4, Класс достоверности данных I3 (вероятность появления необнаруженных ошибок – не выше  $10^{-14}$
- 1.7.5. Программное обеспечение комплекса имеет соответствующее свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.
- 1.7.6. Технические решения соответствуют требованиям «Правила устройства электроустановок» (Госэнергонадзор, 7-е изд., Дополненное с исправлениями. «Энергосервис», 2009 г.).
- 1.7.7. Предусмотрено защитное заземление нетоковедущих частей оборудования и корпусов технических средств в соответствии с ГОСТ 12.1.030.
- 1.7.8. Оборудование передачи данных, устанавливаемое на подстанции соответствует ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005.
- 1.7.9. Протоколы обмена данными между средствами телемеханики и защитной автоматики в шинах передачи данных уровня контролируемого пункта соответствуют спецификациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2006
- 1.7.10. Протокол обмена данными с приборами учета электрической энергии соответствует спецификации СПОДЭС

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									3	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2	

- 1.7.11. Протоколы обмена данными с вышестоящими уровнями соответствуют спецификациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2006 и IEC 61850-8.1 (MMS)
- 1.7.12. Методы измерения показателей качества электроэнергии соответствуют ГОСТ Р 30804.4.30-2013.
- 1.7.13. Устройства сбора и передачи данных (УСПД) соответствуют требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019
- 1.7.14. Проектируемая система соответствует 3-му классу защищенности, согласно Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. №31 и уровню 1Г согласно требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».
- 1.7.15. Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России №131 от 30.07.2018 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗИ и СОБИТ»

## 1.8. Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании

- 1.8.1. СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4 – 220кВ. Стандарт организации «ПАО» РОССЕТИ».
- 1.8.2. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110–220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ.
- 1.8.3. СТО 34.01-4.1-009-2019. Методические указания по проектированию и эксплуатации технологических защит и автоматики, выполненных на базе микропроцессорной техники на объектах электросетевого комплекса ПАО «РОССЕТИ».
- 1.8.4. ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 Сети и системы связи на подстанциях..
- 1.8.5. СТО 34.01-5.1-009-2019. Приборы учёта электроэнергии.общие технические требования
- 1.8.6. ГОСТ 24.104-85. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- 1.8.7. ГОСТ 24.601-86. Автоматизированные системы управления. Стадии создания.
- 1.8.8. ГОСТ 24.602-86. Автоматизированные системы управления. Состав и содержание работ по стадиям создания.
- 1.8.9. ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия.
- 1.8.10. ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93. Устройства и системы телемеханики. Основные положения.
- 1.8.11. ГОСТ Р 21.1101-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой)
- 1.8.12. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
- 1.8.13. ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- 1.8.14. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 1.8.15. РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
- 1.8.16. ГОСТ 12.2.007.0-75 Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
- 1.8.17. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- 1.8.18. ГОСТ Р 51318.22-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
- 1.8.19. ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования;
- 1.8.20. ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 4
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2			

## 2. Описание процесса деятельности

### 2.1. Описание объекта автоматизации

Все технические решения разрабатываются для проходных и тупиковых двухлучевых трансформаторных подстанций, укомплектованных КРУ на базе моноблоков КРУЭ ЭПА. Настоящим проектом разрабатываются решения для следующих типовых конфигураций моноблоков КРУЭ ЭПА, формирующих типовые однолинейные схемы (приложение 1, приложение 2):

- СССС+СВС (кабельный моноблок из трех выключателей нагрузки на общей шине + трансформаторный моноблок из выключателя нагрузки, силового выключателя и выключателя нагрузки на общей шине) в каждом луче.
- СССС+СВС (кабельный моноблок из четырех выключателей нагрузки на общей шине + трансформаторный моноблок из выключателя нагрузки, силового выключателя и выключателя нагрузки на общей шине) в каждом луче.

Коммутационные аппараты ячеек КРУЭ ЭПА совмещают в себе функции выключателей нагрузки (ВН) и заземляющего разъединителя (ЗР) и имеют три положения (Включено, Отключено, Заземлено).

Все ячейки линейных выключателей нагрузки (ЛВН), шинных выключателей нагрузки (ШВН) и секционных выключателей нагрузки (СВН) укомплектованы моторизованными приводами, которые обеспечивают возможность дистанционного управления коммутационным аппаратом и контроля его положения.

Ячейки силовых выключателей (ВЭ), шинных разъединителей (ШР) и секционных разъединителей (СР) моторизованными приводами не комплектуются, однако указанные функции должны комплектоваться дополнительными контактами, сигнализирующими положение коммутационного аппарата.

Ячейки ВН вводных и отходящих линий оборудованы указателем прохождения тока короткого замыкания (УТКЗ) типа Alpha (индикатор Хортсмана). Дискретный выход УТКЗ Alpha-M настраивается на подачу короткого импульса (около 100мс) в момент срабатывания индикатора.

Для учёта электрической энергии на ТП устанавливаются приборы учёта, которые подключаются к измерительным трансформаторам тока. Данные с этих приборов учёта передаются в комплект ТМ/УСПД, устанавливаемый в ТП.

Для взаимного резервирования питания секций сборных шин (СШ) 6–20кВ трансформаторная подстанция также укомплектована устройством АВР (шкафом АВР 6–20кВ). Функции АВР реализуются в трансформаторных моноблоках КРУЭ ЭПА (СВС). Работа устройства АВР заключается в следующем. При нарушении параметров напряжения (понижение, исчезновение одной, двух или трех фаз, нарушение порядка чередования фаз) на шинах 0,4 кВ, шкаф АВР подает команду на отключение ячейки шинного выключателя нагрузки (ШВН) КРУЭ ЭПА (СВС) и по ее выполнению, выдает следующую команду на включение секционного выключателя нагрузки (СВН) КРУЭ ЭПА (СВС).

Устройство АВР, применяемое на трансформаторных подстанциях, имеет органы управления для ручного и дистанционного управления функциями и режимами работы АВР. Для дистанционного контроля режимов работы АВР предусмотрен ряд контрольных выходов типа «сухой контакт».

В качестве каналов связи трансформаторных подстанций с районным диспетчерским пунктом (РДП) применяются как прямые каналы передачи данных (волоконно-оптическая линия, цифровой канал, GPRS-Internet), так и транзитные каналы с передачей данных по технологии PLC (Power Line Communication) на промежуточный пункт сбора информации и дальнейшей передачей данных на РДП по прямым каналам связи.

Система телемеханики ТП интегрируется в автоматизированную систему диспетчерского контроля и управления (АСДКУ) РДП НОВАЯ МОСКВА. АСДКУ представляет собой интегрированную иерархическую систему управления, сочетающую функции оперативного и автоматического управления.

В общем случае структурная схема системы телемеханики трансформаторной подстанции имеет вид, представленный на чертеже НМ-103/23-ПИР-ТМ С11

### 2.2. Описание организационной структуры.

Техническое обслуживание электроустановок распределительных сетей осуществляет оперативный электротехнический персонал. Для оперативного решения задач технического обслуживания организовано круглосуточное дежурство оперативно-выездных бригад (ОВБ).

Обслуживание технических средств системы автоматизации осуществляется производственной службой АСТУиСС НОВАЯ МОСКВА.

Обслуживание и пломбирование приборов учета электрической энергии осуществляет «Энергоучет» – филиал ПАО «Россети Московский регион».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	представленный на чертеже НМ-103/23-ПИР-ТМ С1.1					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2.2. Описание организационной структуры.		
						Техническое обслуживание электроустановок распределительных сетей осуществляет оперативный электротехнический персонал. Для оперативного решения задач технического обслуживания организовано круглосуточное дежурство оперативно-выездных бригад (ОВБ).		
						Обслуживание технических средств системы автоматизации осуществляется производственной службой АСТУСС НОВАЯ МОСКВА.		
						Обслуживание и пломбирование приборов учета электрической энергии осуществляет «Энергоучет» – филиал ПАО «Россети Московский регион».		
						НМ-103/23-ПИР-ТМ П2		Лист
								5

## 2.3. Описание процесса деятельности.

### 2.3.1. Организация контроля функционирования силового оборудования.

При отсутствии телемеханики ТП, информацию об изменениях в распределительной сети диспетчер получает от оперативного персонала, находящегося непосредственно на объекте.

Для получения информации о режимах работы и состоянии оборудования, ОВБ обязаны периодически совершить осмотр оборудования всех неконтролируемых электроустройств. Такой способ мониторинга режимов работы распределительной сети не позволяет своевременно получать актуальную информацию и не позволяет обеспечить требуемую эффективность принятия решений.

Управление распределительной сетью осуществляется путем выдачи заданий и бланков переключений установленной формы оперативно-выездным бригадам. Информацию о выполнении операций по управлению сетевыми распределительными устройствами диспетчер получает от оперативно-выездных бригад по телефонной связи.

Телемеханизация энергообъектов позволяет реализовать следующие важнейшие, с точки зрения организации процесса деятельности диспетчерского пункта распределительных сетей, функции:

- Обеспечение диспетчерской службы НОВАЯ МОСКВА средствами для дистанционного контроля и управления электрооборудованием.
- Обеспечение возможности дистанционного управления распределительной сетью
- Обеспечение оперативного персонала данными о режимах работы технологического оборудования.

В результате телемеханизации энергообъектов, процесс обновления информации осуществляется автоматически. Все изменения регистрируются в журнале и сохраняются в архивах с меткой времени возникновения события, что обеспечивает возможность просмотра событий за определенный промежуток времени. ТМ/УСПД позволяет получать актуальную информацию о состоянии распределительной сети и принимать своевременные решения об управлении сетью.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами позволяет диспетчеру самостоятельно выполнять операции по оперативному управлению режимами работы распределительной сети. Наличие в системе технических средств и программного обеспечения для определения аварийных ситуаций, определения места и характера повреждения, позволяет реализовать алгоритмы локализации места возникновения аварии и восстановления нормального режима электроснабжения потребителей.

### 2.3.2. Организация учета электроэнергии

В соответствии с п.144 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442, приборы учета подлежат установке на границах балансовой принадлежности объектов электроэнергетики.

Для измерения электроэнергии на РУ-0,4 кВ в БКТП, точки коммерческого учета электроэнергии организуются на выводах отходящих линий 0,4 кВ.

Измерительные трансформаторы тока коммерческого учета устанавливаются на выводах шин отходящих фидеров 0,4 кВ.

Приборы коммерческого и технического учета устанавливаются на панелях учета, расположенных в помещении РУ-0,4 кВ или специальном помещении (пристройке).

В соответствии с п.145 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442, обязанность по обеспечению оснащения объекта приборами учета, а так же по обеспечению допуска установленных приборов учета в эксплуатацию возлагается ПАО «Россети Московский регион».

В связи с тем, что данные приборы учета электроэнергии устанавливаются и допускаются в эксплуатацию в границах объекта ПАО «Россети Московский регион», то обязанности по обеспечению сохранности и целостности прибора учета, а также пломб и знаков визуального контроля, обязанности по снятию и предоставлению показаний лицам, определенным в соглашении с собственником прибора, возлагаются ПАО «Россети Московский регион». Обязанности по обеспечению поверки измерительных трансформаторов несет их собственник – ПАО «Россети Московский регион».

Реализация функции УСПД позволяет интегрировать все приборы контроля электроэнергии объекта в систему АИСИКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион», и автоматизировать процесс сбора данных и обработки показаний приборов учета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 6
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2			

### 2.3.3. Организация контроля ПКЭ

Контроль параметров качества электроэнергии, в отсутствие системы автоматизации и подсистемы контроля ПКЭ, осуществляется периодически, путем установки на проверяемом присоединении переносного прибора контроля параметров качества ЭЭ.

Установка на вводах РЧ-0,4 кВ приборов учета электрической энергии, совмещающих функции прибора контроля параметров качества электрической энергии, позволит на постоянной основе контролировать ПКЭ, иметь архив отчетов. Наличие цифровых интерфейсов и встроенного web-сервера, позволяет осуществлять удаленный доступ к прибору для формирования и вычитывания отчетов ПКЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										7
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2				

### 3. Основные технические решения

3.1. Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.

### 3.1.1. Решения по структуре системы автоматизации

Комплекс средств автоматизации строится на базе комплекта оборудования, в состав которого входит Сервер сбора и обработки данных с программным обеспечением и необходимым набором интерфейсов связи для обеспечения всех коммуникаций, модули телемеханики для ввода и обработки дискретных сигналов, а также модуля автономного питания, обеспечивающие электропитание комплекса, достаточного для передачи сигналов о состоянии контролируемого оборудования в момент пропадания основного электропитания и корректное завершение работы оборудования комплекса.

Сервер сбора и обработки данных, устанавливаемый на сетевых объектах распределительных сетей должен обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- Контроллер системы телемеханики (Контроллер ТМ, сервер ТМ);
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- Сервер доступа к данным;
- Сервер последовательных портов;
- Ethernet коммутатор/маршрутизатор
- GPRS (3G) модем/роутер;
- Сервер связи (FEP-процессор);
- Конвертер протоколов;
- Логический контроллер для реализации функций автоматики распределительной сети на уровне объекта автоматизации.
- Шлюз информационной безопасности

Комплекс технических средств базовой автоматизации подстанции делится на подсистемы в соответствии с выполняемыми функциями.

Комплекс включает в себя также оборудование для сбора информации в базовом объеме и программное обеспечение, обеспечивающее функционирование всех подсистем и функций автоматизации (например, функции восстановления АБР).

#### 3.1.1.1. Подсистема телемеханики

Подсистема телемеханики реализует базовый набор функций ТМ.

Подсистема включает в себя источники измерительной и дискретной информации, модули телемеханики, выполняющие функции сбора и обработки информации и выдачи команд управления коммутационными аппаратами.

Обработку информации подсистемы телемеханики осуществляет сервер сбора, обработки и передачи данных TOPAZ DAS MX240. Сервер сбора, обработки и передачи данных, в соответствии с требованиями к размещению оборудования системы телемеханики, устанавливается в навесном шкафу.

Контроллер подстанции обеспечивает выполнение следующих основных функций телемеханики:

- Контроль основного и вспомогательного оборудования подстанции и охранную сигнализацию дверей;
- Обработка информации и реализация заданных алгоритмов автоматизированного управления;
- Обмен информацией с верхним уровнем по протоколу в соответствии с МЭК 60870-5-104 (либо IEC 61850-8-1 (MMS)).

### 3.1.1.2. Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии

Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии выполняет функции уровня ИВКЭ системы АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион».

АИИС КУЭ является информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. АИИС КУЭ является многоуровневой информационно – вычислительной системой с распределённой функцией выполнения измерений для коммерческого учёта.

В структурной схеме АИИС КУЭ можно выделить три уровня:

Первый уровень образуют измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК) выполняющие функцию проведения измерений и включающие в себя следующие элементы:

- Трансформаторы тока;
- Электронные счетчики электрической энергии.

Взам. инв. №		61850-8.1 (MMS)).																					
Подп. и дата		<p><b>3.1.1.2. Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии</b></p> <p>Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии выполняет функции уровня ИВКЭ системы АИИС КУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>АИИС КУЭ является информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. АИИС КУЭ является многоуровневой информационно-вычислительной системой с распределенной функцией выполнения измерений для коммерческого учета.</p> <p>В структурной схеме АИИС КУЭ можно выделить три уровня:</p> <p><u>Первый уровень</u> образуют измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК) выполняющие функцию проведения измерений и включающие в себя следующие элементы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Трансформаторы тока;</li> <li>- Электронные счетчики электрической энергии.</li> </ul>																					
Инв. № подл.		<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 16.6%; height: 20px;"></td> <td style="width: 16.6%; height: 20px;"></td> <td style="width: 16.6%; height: 20px;"></td> <td style="width: 16.6%; height: 20px;"></td> <td style="width: 16.6%; height: 20px;"></td> <td style="width: 16.6%; height: 20px;"></td> </tr> <tr> <td style="height: 20px;"></td> <td style="height: 20px;"></td> <td style="height: 20px;"></td> <td style="height: 20px;"></td> <td style="height: 20px;"></td> <td style="height: 20px;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол. лч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> </table> </div> <div style="text-align: center; flex-grow: 1;"> <h2 style="margin: 0;">НМ-103/23-ПИР-ТМ П2</h2> </div> <div style="width: 150px; text-align: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Лист</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 5px;">8</div> </div> </div>																Изм.	Кол. лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол. лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																		



На этом уровне осуществляется измерение потреблённой/отпущенной электроэнергии и мощности счётчиками ЭЭ, отображение показаний счётчика на индикаторе и обеспечивается возможность передачи их на вышестоящие уровни.

Второй уровень образуют информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие в себя специализированные устройства сбора и передачи данных (УСПД) выполняющий функции сбора информации со счётчиков ЭЭ установленных на подстанции.

Третий уровень образуют собой информационно-вычислительные комплексы (ИВК), компьютеры со специализированным программным обеспечением для выполнения функции сбора и хранения результатов измерений.

Настоящим проектом предусматривается организация уровня ИВКЭ, включая организацию взаимосвязи с уровнем ИИК и передачу данных с УСПД трансформаторной подстанции на ИВК ПАО «Россети Московский регион». Функции УСПД выполняет комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L» производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L», устанавливаемый в помещении БКТП, осуществляет передачу данных с приборов учета. Для организации сбора данных со счетчиков, используется технологическая сеть стандарта RS-485.

Устройство сбора и передачи данных ТОРАЗ IEC DAS MX 240, входящий в комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L», выполняет функцию сервера последовательных портов и обеспечивает тунелирование последовательных интерфейсов (RS-485) через сеть TCP/IP, и сбор данных со счетчиков настоящей подстанции и передачу на УСПД установленный на ИВК ПАО «Россети Московский регион». Передача данных на уровень ИВК организуется на базе высокоскоростных беспроводных технологий пакетной передачи данных с использованием услуг, предоставляемых операторами сотовой связи.

Для нужд этой подсистемы контроллер подстанции выполняет функции УСПД в следующем объеме:

- Опрос приборов учета и приборов контроля ПКЭ;
- Хранение архивов электропотребления;
- Обмен данными с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион».
- Прямой доступ к параметрам приборов учета и приборов контроля ПКЭ.

### 3.1.2. Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы

Приборы учета электрической энергии и контроллер подстанции, выполняющий функции УСПД, объединены в единую локальную информационную сеть на базе промышленного интерфейса RS-485. Для организации опроса приборов учета, используется отдельный порт RS-485 контроллера. Обмен данными в локальной сети контролируемого пункта обеспечивается в соответствии со спецификацией СПОДЭС.

Для интеграции существующих на подстанции приборов учета, имеющих цифровые интерфейсы для передачи данных, но не поддерживающих спецификацию СПОДЭС, может быть использованы другие протоколы приборов учета.

Каналы передачи данных для обмена информацией с диспетчерским пунктом соответствующего РЭР НОВАЯ МОСКВА – филиала ПАО «Россети Московский регион», являются частью Технологической Сети Передачи Данных (ТСПД) НОВАЯ МОСКВА – ПАО «Россети Московский регион».

Для включения локальной технологической сети трансформаторной подстанции в состав ТСПД НОВАЯ МОСКВА, предусматривается организация проводного или беспроводного канала передачи данных.

Для организации беспроводных каналов передачи технологической информации, настоящим техническим решением предусматривается использование платы расширения GSM в составе контроллера подстанции.

Контроллер подстанции осуществляет обмен данными с оборудованием вышестоящего уровня в соответствии с процедурами ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 в отношении всего объема телеинформации, который для целей обмена с вышестоящими уровнями консолидируется и буферизируется в базе текущих параметров контроллера подстанции.

### 3.1.3. Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости

Предусмотрена возможность расширения функционала системы для организации прямых каналов обмена данными с другими вышестоящими диспетчерскими пунктами и центрами управления сети (например, при организации резервного диспетчерского пункта). Взаимодействие может быть организовано по стандартным протоколам (например, по МЭК 60870-5-104). Для организации такого взаимодействия, в сервере сбора и обработки данных подстанции должна быть создана новая магистраль обмена с диспетчерским пунктом с явным указанием IP-адреса нового диспетчерского пункта, произведена настройка протокола передачи данных.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2				Лист
										9

<p>Послеоп., предусматривается организация производства для беспроводного канала передачи данных.</p> <p>Для организации беспроводных каналов передачи технологической информации, настоящим техническим решением предусматривается использование платы расширения GSM в составе контроллера подстанции.</p> <p>Контроллер подстанции осуществляет обмен данными с оборудованием вышестоящего уровня в соответствии с процедурами ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 в отношении всего объема телеинформации, который для целей обмена с вышестоящими уровнями консолидируется и буферизируется в базе текущих параметров контроллера подстанции.</p> <p>3.1.3. Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости</p> <p>Предусмотрена возможность расширения функционала системы для организации прямых каналов обмена данными с другими вышестоящими диспетчерскими пунктами и центрами управления сети (например, при организации резервного диспетчерского пункта). Взаимодействие может быть организовано по стандартным протоколам (например, по МЭК 60870-5-104). Для организации такого взаимодействия, в сервере сбора и обработки данных подстанции должна быть создана новая магистраль обмена с диспетчерским пунктом с явным указанием IP-адреса нового диспетчерского пункта, произведена настройка протокола передачи данных.</p>						
--	--	--	--	--	--	--

### 3.2.1. Функционирование системы автоматизации ТП в нормальном режиме

Ввод данных в систему осуществляется посредством автоматических датчиков и измерительных приборов.

Электропитание комплекса телемеханики подстанции осуществляется от системы питания собственных нужд подстанции. В нормальном режиме питание осуществляется от основного ввода ~ 220В, с обязательным контролем состояния резервного ввода.

Передача данных на верхний уровень осуществляется по беспроводному каналу связи.

Выбор данных от систем телемеханики ТП предусматривается на видео-дисплейные терминалы рабочих станций АРМ Диспетчера соответствующего РЭР НОВАЯ МОСКВА – филиала ПАО «Россети Московский регион».

Сбор и обработка данных от подстанции УСПД осуществляется в ПТК «Пирамида-сети» на уровне ИВК АИИСКУЗ филиала «Энергоищет» ПАО «Россети Московский регион»

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

В системе не предусматривается никаких пользовательских настроек при пуске системы.

Функционирование системы предусматривается в безостановочном режиме, то есть останов системы, либо ее частей пользовательскими средствами не предусматривается. Вывод системы из работы осуществляется обслуживающим персоналом.

Пуск приборов учета осуществляется после допуска установленных приборов учета в эксплуатацию в соответствии с п. 152 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442

Пуск системы осуществляется при подаче питания на элементы системы. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

Пользовательскими настройками в системе определяются:

- Выбор режима работы системы (просмотра, редактирования);
- Настройка конфигураций групп точек учета для построения отчетов по балансам электрической энергии и мощности;
- Настройка рабочих директорий хранения файлов отчетных форм и файлов шаблонов отчетных форм.
- Ввод начальных значений показаний счетчиков электрической энергии.

Функционирование системы предусматривается в постоянном режиме. Понятие останова системы не рассматривается, поскольку АИИС КУЭ представляет собой совокупность самостоятельных узлов, выполняющих свои функции независимо от функционирования отдельных частей АИИС КУЭ. Так при выводе из работы сервера ИВК третьего уровня, данные от точек учета продолжают собираться и накапливаться на уровне ИВКЭ. При выводе из работы УСПД уровня ИВКЭ, данные должны сохраняться в памяти устройств уровня ИИК.

Остановка серверов и рабочих станций АИИС КУЗ для технического обслуживания осуществляется в соответствии с графиком технического обслуживания.

Вывод из работы приборов учета с целью их замены, ремонта или проверки, осуществляется в порядке, определенном п.14.9 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии.

Формат	A4
--------	----

### 3.2.4. Функционирование системы в режиме аварии электропитания.

Режим аварии электропитания возникает при снижении напряжения собственных нужд подстанции ниже 180В. При наличии резервного ввода питания, система телемеханики автоматически переключится на электропитание от резервного источника. При этом будут сформированы сигналы об аварии основного ввода электропитания и переходе на резервный ввод.

При полном прекращении внешнего электроснабжения система формирует сигнал об аварии внешнего электроснабжения, и переходит на электропитание от собственного накопителя электроэнергии. В этом режиме сохраняются все функции системы. При возобновлении внешнего электроснабжения в период работы системы от внутреннего источника питания, система автоматически переходит на электропитание от внешнего источника, одновременно система переходит в режим заряда накопителя энергии для возобновления ресурса внутреннего источника питания.

В случае исчерпания ресурса внутреннего источника питания и невозможности внешнего электроснабжения, выполняется корректное завершение процессов контроллера телемеханики и безопасное отключение системы.

При появлении рабочего напряжения электропитания на основном или резервном вводе, пуск системы происходит автоматически. После старта системы формируются сигналы на верхний уровень о режимах работы системы электропитания.

### 3.2.5. Функционирование при обрыве каналов передачи данных

При нарушении функционирования канала передачи данных, между контролируемым пунктом и оборудованием пункта управления, накопление и архивирование событий осуществляет контроллер ТМ и УСПД. При восстановлении связи, опрос восстанавливается, и данные из буфера передаются на верхний уровень. Поскольку при этом все данные имеют метку времени события, в архиве на диспетчерском пункте восстанавливается хронология событий.

### 3.2.6. Регламент функционирования ИВК ПАО «Россети Московский регион»

АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» функционирует автономно в круглосуточном режиме. Все функции, кроме генерации и печати отчетных форм АИИС КУЭ выполняет автоматически.

Генерация и печать отчетных форм осуществляется по заданию оператора АИИС КУЭ.

Каждый отчет формируется по форме в соответствии с п. 7 раздела «Информационное обеспечение» в виде нескольких файлов (вкладок) соответственно по активной и реактивной энергии, а также по различным тарифам.

Суточные отчеты должны иметь сокращенную и полную форму. Сокращенная форма должна содержать сведения о точках учета (или группах точек учета), данные по энергопотреблению на начало и на конец периода, и данные по расходу электроэнергии. Групповые отчеты должны так же содержать сведения о балансе расхода электроэнергии в группе.

Полные формы должны содержать детализацию отчетов. Суточные отчеты должны содержать детализацию по 30-ти минутным срезам, месячные отчеты – по суточным срезам, годовые отчеты – по месячным срезам.

Сохранение файлов отчета должно выполняться автоматически. При создании файла отчета, ему автоматически присваиваются имя и директория хранения на жестком диске в соответствии с заданными атрибутами.

При отсутствии или недостоверности данных за отчетный период, или за часть отчетного периода, отчет, тем не менее, должен быть сформирован, но данные должны иметь пометку о недостоверности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2			

### 3.3. Описание основных функций системы автоматизации подстанции

#### 3.3.1. Телеуправление

Настоящим проектом предусматривается реализация функции автоматизированного восстановления схемы сработавшего АВР, после восстановления напряжения на питающих фидерах.

Данная функция предусматривает непосредственное управление коммутационными аппаратами ячейек КРУ, задействованных в схеме АВР.

Конструкция оборудования обеспечивает выполнение команд телеуправления силовыми выключателями (телевключение; телеотключение). Все управляемые присоединения оснащаются моторными приводами в комплекте с платами управления, а на выходные внешние клеммы ячейек выводятся соответствующие цепи управления.

Все команды телеуправления заносятся в журнал событий с фиксацией времени ввода команды и имени пользователя, зарегистрированного в системе.

Для успешного выполнения команд ТУ требуется выполнение следующих условий:

- Наличие напряжения в цепях оперативного тока ячейек;
- Вывод из работы устройства АВР;
- Ключ переключения режимов управления ячейкой (при наличии такового) должен быть в положении «Дистанция»;

При управлении коммутационными аппаратами требуется выполнить ряд технических требований:

- Исключение возможности выдачи ложной команды ТУ;
- Обеспечение возможности диагностики работоспособности канала ТУ
- Обеспечение одновременно с командами управления выдачи команд на блокировку АПВ, или разрешение фиксации

Для реализации этих требований в состав комплекса ТОРАЗ входят модули, специально разработанные для управления коммутационными аппаратами КРУ.

Использование комбинации электронного ключа и электромеханического реле в каналах управления, исключает возможность выдачи ложной команды ТУ при неисправности одного из элементов тракта, а также обеспечивает отсутствие дуги при коммутации и механический разрыв цепи в отключенном состоянии (рисунок 1).

Каналы управления гальванически изолированы и рассчитаны на коммутируемое напряжение ~220 В. Каналы управления ON (включения) и OFF (отключения) содержат два электромеханических реле (K1 и K2) соединенных последовательно с силовым электронным ключом (K3). Канал управления RF (разрешение фиксации) использует комбинацию одного электромеханического реле (K4) соединенного последовательно с силовым электронным ключом (K5).

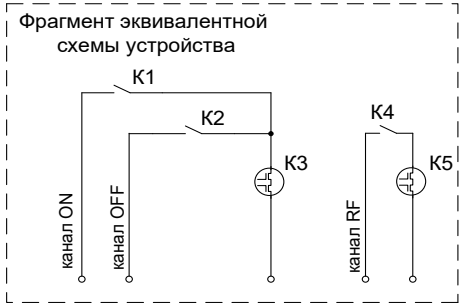


Рисунок 1.

При подаче любой команды ТУ в первую очередь происходит проверка каналов управления устройства (ON, OFF, RF), с исключением возможности выдачи управляющего воздействия на исполнительные цепи. При неисправности одного из элементов тракта, на верхний уровень выдается сообщение о неисправности. В случае если неисправность не обнаружена, команда управления продолжает выполняться.

По команде "включить", включаются электромеханические реле K1, следом с задержкой в 100 мс включается электронный ключ K3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «HWConfig» отключается электронный ключ K3 и с задержкой 150–200 мс отключаются электромеханическое реле K1.

По команде "отключить", включаются электромеханическое реле K4 и K2, следом с задержкой в 100 мс включаются электронный силовой ключ K5 и еще через 100 мс включается электронный силовой ключ K3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «ТОРАЗ HVD3 Конфигуратор», отключаются оба электронных силовых ключа K3 и K5 и с задержкой в 150–200 мс отключаются электромеханические реле K2 и K4.

Управление выключателями нагрузки ячейек КРУЭ ЭПА РУ-10 кВ осуществляется через схему управления приводом, в состав которой входит плата управления с электромагнитными реле включения (Yв) и реле отключения (Yo).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Сигналы телеуправления формируются модулями TOPAZ HVD3-RTU5. Выходные контакты модуля телемеханики замыкают цепи электромагнитных реле включения и отключения схемы управления приводом.

При получении команды на включение выключателя нагрузки, модуль замыкает контакты COM1-ON, при этом, замыкается цепь электромагнитного реле включения выключателя (Yb).

При получении команды на отключение выключателя нагрузки, модуль замыкает контакты COM1-OFF, при этом замыкается цепь электромагнитного реле отключения выключателя (Yo).

Управляющие контакты электромагнитного реле включения или отключения, в свою очередь, осуществляют коммутацию цепи управления моторного привода выключателя нагрузки.

Функция восстановления схемы АВР реализуется в соответствии с алгоритмом, описанным в п. 3.6.

Сброс срабатывания указателей тока короткого замыкания (УТКЗ)

При каждом срабатывании УТКЗ будет формироваться импульсный сигнал длительностью 100мс. Соответствующий канал ввода модуля телемеханики должен быть настроен на фиксацию коротких импульсов, во избежание пропусков срабатывания. Во избежание потери информации диспетчером, на уровне контроллера подстанции должен быть настроен компонент, обеспечивающий триггерную фиксацию коротких импульсов с возможностью сброса (квитирувания) с диспетчерского пункта

### 3.3.2. Телесигнализация

Телесигнализация – контроль дискретных параметров (положение коммутационных аппаратов, ключей управления, состояние устройств питания оперативным током и устройств защиты).

В качестве датчиков ТС используются контактные группы, имеющие два состояния замкнут/разомкнут, выведенные на внешние клеммы ячеек.

Для формирования потенциала уровня логической единицы используются специальные источники питания (24В) в составе модулей ТМ, полюса которых (+24В) выведены на внешние клеммы комплекта ИВКЗ, и используются для формирования шин «общего провода» для питания «сухих контактов». Для повышения надежности контроля «сухих контактов» приборов, имеющих длительный срок эксплуатации, реализована технология «прожига» постоянным током, обеспечивающая разрушение оксидной пленки контактов при каждом срабатывании.

Метка времени телесигнала, сформированного по изменению, присваивается в модуле, осуществляющим телесигнализацию в момент изменения уровня потенциала (с уровня логической единицы (более 9В) до уровня логического нуля (менее 5В), либо наоборот). Далее сигнал передается на верхний уровень с меткой времени, присвоенной в момент формирования сигнала. Для передачи дискретных сигналов с меткой времени используются типы кадров 30 и 31 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5.

Системой ТМ предусматривается первичная программная обработка телесигналов. В зависимости от типа сигнала, применяются следующие методы первичной программной обработки сигналов:

- интегрирования,
- дискретизации,
- формирование double point сигналов.

Интегрирование предусматривается для всех ТС и заключается в усреднении значения телесигнала за определенный период. Данная первичная обработка сигнала исключает возникновение ложных ТС в результате «дребезга» контролируемых контактов. Период интеграции выбирается в зависимости от типа и исполнения контролируемых контактов, подверженности вибрации, условий эксплуатации, степени износа контактных датчиков, состояния контролируемых цепей.

Для каналов телесигнализации, в которых используются контактные группы открытого незащищенного исполнения, подверженные вибрациям при коммутации (например, сигнальные контакты коммутационных аппаратов), период интегрирования рекомендуется устанавливать около 100мс.

Для каналов телесигнализации, в которых применяются защищенные контактные группы (например, сигнальные контакты устройств РЗА), или контактные группы реле, период интегрирования рекомендуется устанавливать около 20мс.

**Контроль положения коммутационных аппаратов.** Датчиком положения высоковольтного выключателя для системы автоматизации являются сигнальные (блокировочные) контакты выключателя. Конструктивно, сигнальные контакты являются частью конструкции привода.

При автономной работе системы, телесигнал сохраняется в энергонезависимой памяти устройства, а при наличии связи с контроллером, передается на уровень диспетчерского управления в соответствии с протоколом МЭК-60870-5-104.

**Контроль срабатывания указателей тока короткого замыкания (УТКЗ).** Датчики УТКЗ устанавливаются на вводных и отходящих линиях 6–20 кВ. Датчик обеспечивает выдачу сигналов о наличии факта короткого замыкания в сети, посредством срабатывания контактной группы. Для интеграции в систему телемеханики, и для обеспечения возможности регистрации многократных срабатываний датчика, необходимо выполнить настройку датчика на

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист  
13

импульсное срабатывание контактной группы (устанавливается перемычкой на выносном блоке датчика). В этом случае, при каждом срабатывании УТКЗ будет формироваться импульсный сигнал длительностью 100мс. Соответствующий канал ввода модуля телемеханики должен быть настроен на фиксацию коротких импульсов, во избежание пропусков срабатывания. Во избежание потери информации диспетчером, на уровне контроллера подстанции должен быть настроен компонент, обеспечивающий триггерную фиксацию коротких импульсов с возможностью сброса (квитирования) с диспетчерского пункта.

Контроль готовности и срабатывания АВР 6–20 ТУ осуществляется с помощью реле сигнализации готовности АВР в шкафу АВР 6–20 ТУ.

### 3.3.3. Измерение электрических параметров

Для выполнения телеизмерений напряжения на шинах 0,4 кВ, счётчики электрической энергии подключаются к шинам сборки РУ–0,4 кВ через автоматические выключатели в составе панели учёта. Для этого на проходные клеммы выведены соответствующие измерительные цепи.

Для выполнения телеизмерения силы тока, на контролируемых присоединениях используются существующие стационарные трансформаторы тока. Измерительные цепи от трансформаторов тока выводятся на проходные клеммники. Проходные клеммы измерительных цепей трансформаторов тока должны обеспечивать возможность закорачивания вторичных цепей трансформаторов при замене измерительных модулей.

Для выполнения функций телеизмерений предусматривается установка электросчётчиков, имеющие в своем составе трехэлементные многофункциональные измерители электрических величин, позволяющие осуществлять измерения токов, напряжений, электрической мощности и энергии по каждому присоединению трехфазной сети.

Измерительные модули счётчиков электрической энергии обеспечивают измерение напряжения и токов нагрузки по трем фазам присоединения с точностью, не хуже 0,5S.

### 3.3.4. Учет электроэнергии.

Система обеспечивает автоматизированный сбор и обработку данных по потреблению активной и реактивной электроэнергии с точек учёта на границе балансовой принадлежности и автоматизированную передачу данных в пункты сбора и обработки данных.

При этом система реализует функции УСПД и должна обеспечивать решение следующих задач:

- формирование базы данных по потреблённой электроэнергии и мощности;
- контроль достоверности информации;
- поддержание единого системного времени во всех интеллектуальных узлах системы;
- одновременность снятия показаний и привязку информации к единому астрономическому времени;
- сохранность данных;
- конфигурирование и настройку параметров;
- защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

Для реализации функции учета электрической энергии, на вводах и отходящих линиях РУ РУ–0,4 кВ в ТП устанавливаются приборы учета электрической энергии.

Приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01–5.1–009–2019 (Приборы учёта электроэнергии. Общие технические требования).

Все приборы учета подключаются к серверу автоматизации подстанции, который реализует функции ИБКЭ для системы учета энергоресурсов. Приборы учета обеспечивают передачу через интерфейс (Ethernet или RS–485) следующих параметров и данных:

- учтённой активной энергии прямого направления по каждому из 4 тарифов и сумму по тарифам по каждой фазе всего от момента сброса показаний;
- учтённой активной энергии прямого направления и реактивной энергии прямого и обратного направления по сумме фаз по каждому из 4 тарифов и сумму по тарифам:
  - всего от сброса показаний;
  - за текущие сутки;
  - на начало текущих суток;
  - за предыдущие сутки;
  - на начало предыдущих суток;
  - за текущий месяц;
  - на начало текущего месяца;
  - за каждый из предыдущих 11 месяцев;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ–103/23–ПИР–ТМ П2	Лист
							14



- на начало каждого из предыдущих 11 месяцев;
- за текущий год;
- на начало текущего года;
- за предыдущий год;
- на начало предыдущего года;
- параметров встроенных часов счётчика:
  - текущих времени и даты;
  - признака сезонного времени (зима/лето);
  - разрешения/запрета перехода сезонного времени;
  - времени перехода на «летнее» и «зимнее» время при установке сезонного времени;
- параметров тарификатора:
  - режима тарификатора (однотарифный/многотарифный);
  - номера текущего тарифа;
  - тарифного расписания;
  - календаря праздничных дней;
- параметров сохранения профиля мощностей:
  - длительности периода интегрирования;
  - параметров последней записи в памяти сохранения профиля мощностей;
  - признака неполного среза (счётчик включался или выключался на периоде интегрирования);
  - признака переполнения памяти массива средних мощностей;
  - средних значений активной и реактивной мощностей прямого направления за заданный период интегрирования для построения графиков нагрузок в обычном и ускоренном режимах чтения;
- вспомогательных параметров:
- индивидуальных параметров счётчика:
- режимов индикации:
- параметров контроля за превышением установленных лимитов активной мощности и энергии прямого направления:
- журнала событий (кольцевого на 10 записей);
- журнала ПКЭ;
- значения утренних и вечерних максимумов мощности;
- слово состояния самодиагностики счётчика (журнал, содержащий коды возможных ошибок счётчика с указанием времени и даты их возникновения).

Сервер автоматизации подстанции осуществляет сбор и хранение информации с приборов учета электрической энергии, а также передачу данных на уровень ИБК. Настоящим проектом предусматривается использование существующего ИБК ПАО «Россети Московский регион»

### 3.3.5. Контроль параметров качества электроэнергии.

Приборы, выполняющие функции контроля параметров качества электроэнергии (ПКЭ) должны устанавливаться на вводах 0,4 кВ трансформаторов узловых, проходных, тупиковых ТП и РТП 6–20 кВ.

Каждый прибор, выполняющий функции ПКЭ обеспечивает хранение данных, измеренных и объединенных в соответствии с ГОСТ Р 30804.4.1, глубиной не менее 90 суток, а также маркирование измеренных данных и статистическую обработки архивных данных ПКЭ с формированием табличных форм отчета ПКЭ в соответствии с ГОСТ 33073–2014 в виде файла (XLS, PDF).

Для формирования файла отчета необходимо задавать временные рамки статистической обработки сигнала (дата начала/дата окончания отчета) и временные зоны максимальных и минимальных нагрузок (при необходимости). Экспорт файла отчета и запись произвольной даты и времени начала и окончания отчета производится посредством Web-интерфейса прибора.

Взам. инв. №		3.3.3. Контроль параметров качества электроэнергии.					
		<p>Приборы, выполняющие функции контроля параметров качества электроэнергии (ПКЭ) должны устанавливаться на вводах 0,4 кВ трансформаторов узловых, проходных, тупиковых ТП и РТП 6–20 кВ.</p> <p>Каждый прибор, выполняющий функции ПКЭ обеспечивает хранение данных, измеренных и объединенных в соответствии с ГОСТ Р 30804.4.1, глубиной не менее 90 суток, а также маркирование измеренных данных и статистическую обработки архивных данных ПКЭ с формированием табличных форм отчета ПКЭ в соответствии с ГОСТ 33073–2014 в виде файла (XLS, PDF).</p> <p>Для формирования файла отчета необходимо задавать временные рамки статистической обработки сигнала (дата начала/дата окончания отчета) и временные зоны максимальных и минимальных нагрузок (при необходимости). Экспорт файла отчета и запись произвольной даты и времени начала и окончания отчета производится посредством Web-интерфейса прибора.</p>					
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2	Лист
							15

### 3.3.6. Обеспечение информационной безопасности

В целях обеспечения информационной безопасности объекта и системы АСДУ филиала в целом, предусматривается комплекс организационных и технических мер, направленных на поддержание системы телемеханики Объекта в составе многоуровневой АСТУ в штатном режиме, при котором обеспечивается выполнение целевых функций в условиях воздействия угроз безопасности информации, а также на снижение рисков незаконного вмешательства в процессы их функционирования.

Информационная безопасность технических средств телемеханики объектов распределительных сетей и АСТУ ПАО «Россети Московский регион» в целом, обеспечивается следующими организационными и техническими мероприятиями:

- Организационные мероприятия по ограничению и контролю доступа на объекты предприятия. На всех РП ПАО «Россети Московский регион» установлен закрытый режим. Доступ в помещения, где установлены технические средства, разрешен только оперативному персоналу ПАО «Россети Московский регион». Доступ подрядных организаций возможен только по предварительной письменной заявке, которая в обязательном порядке проходит согласования служб, обеспечивающих безопасность ПАО «Россети Московский регион»;
- Технические мероприятия по обеспечению безопасности сети передачи данных, включая изоляцию технологической сети от сетей общего пользования, в том числе с использованием криптографической защиты (шифрование) каналов связи, а также обеспечение безопасности периметра сети, а также Мероприятия по изоляции трафика различных систем в технологической сети.
- Технические мероприятия по обеспечению информационной безопасности технических средств систем, включая реализацию механизмов защиты, контроля и ограничения доступа.
- Регулярные мероприятия по защите рабочих станций и серверов системы, включая мероприятия по формированию резервных копий баз данных и программного обеспечения;
- Регулярные мероприятия по мониторингу информационных систем.

Комплекс обеспечения информационной безопасности (КОИБ) ПАО «Россети Московский регион» состоит из следующих подсистем:

- подсистемы антивирусной защиты;
- подсистемы межсетевого экранирования и криптографической защиты;
- подсистема анализа сетевого трафика и обнаружение компьютерных атак;
- подсистемы мониторинга информационной безопасности;
- подсистема управления доступом;
- подсистема анализа уязвимостей;
- подсистема контроля мониторинга каналов связи.

#### Технические решения по обеспечению информационной безопасности объекта распределительной сети

Проектируемая система автоматизации (система телемеханики и учета) интегрируется в систему КОИБ ПАО «Россети Московский регион» в качестве локального сегмента.

В системах телемеханики предусмотрены следующие мероприятия по защите, контролю и ограничению доступа по всем применяемым средствам и протоколам информационного обмена, удаленного и локального мониторинга, конфигурирования и управления:

- Требования по защите обеспечиваются комплексом средств защиты информации, прошедших проверку на соответствие требованиям, которые могут быть предъявлены к таким средствам регулирующими органами — ФСБ России и ФСТЭК России. Выполнение данного требования подтверждается прилагаемыми лицензиями и сертификатами (приложение 1,2,3)
- Предусматривается интеграция в подсистему мониторинга информационной безопасности (MaxPatrol SIEM), расположенной в ЦУС.
- Предусматривается изоляция трафика технологических подсистем путем организации виртуальных подсетей в составе технологической сети передачи данных.
- Операции доступа к системе, данным и для изменения конфигурационной информации возможны только после удачного прохождения процедур идентификации и аутентификации. Средства контроля и доступа ограничивают длительность сессии для удаленного и локального доступа; Длина пароля должна составлять не менее 12 символов.
- Использование для удаленного мониторинга только защищенных сервисов с обязательным ограничением и контролем доступа.
- Отключение всех неиспользуемых сервисов операционной системы.
- Отключение всех неиспользуемых портов и интерфейсов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2				Лист
										16

— ФСБ России и ФСТЭК России. Выполнение данного требования подтверждается прилагаемыми лицензиями и сертификатами (приложение 1,2,3)

– Предусматривается интеграция в подсистему мониторинга информационной безопасности (MaxPatrol SIEM), расположенной в ЦУС.

– Предусматривается изоляция трафика технологических подсистем путем организации виртуальных подсетей в составе технологической сети передачи данных.

– Операции доступа к системе, данным и для изменения конфигурационной информации возможны только после удачного прохождения процедур идентификации и аутентификации. Средства контроля и доступа ограничивают длительность сессии для удаленного и локального доступа; Длина пароля должна составлять не менее 12 символов.

– Использование для удаленного мониторинга только защищенных сервисов с обязательным ограничением и контролем доступа.

– Отключение всех неиспользуемых сервисов операционной системы.

– Отключение всех неиспользуемых портов и интерфейсов.

Техническая реализация указанных мер предусматривает использование специальных технических средств – шлюзов безопасности, отвечающих все вышеописанным требованиям (включая требования ФСТЭК и ФСБ).

В соответствии с настоящими решениями устройства TOPAZ MX 240, применяемое в качестве основного сервера автоматизированной системы объекта, объединяет в себе следующие функции:

- Устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- Сервер (контроллер) телемеханики с функциями ССПИ;
- Шлюз информационной безопасности.

Мероприятия, предусмотренные настоящими решениями, предусматривают использование специализированного программного обеспечения. Указанное ниже ПО работает под управлением защищенной технологической ОС, имеющей сертификат соответствия ФСТЭК. Специализированное ПО выполняет функции межсетевого экранирования, маршрутизации и криптографической защиты передаваемых данных. Предусматривается установка следующего программного обеспечения со следующими основными функциями.

- ПО TOPAZ АЛГ–Д–CybSec – комплект программного обеспечения, реализующий функции информационной безопасности: брандмауэр уровня приложений (tcp-wrappers), Контроль целостности системы (afick), аудит безопасности системы (audit)
- ПО TOPAZ АЛГ–Д–Rout – программное обеспечение, реализующие настройку и взаимодействие устройств с ДП через криптозащищенный канал.
- ПО ViPNet Client for Linux 4.x (KC2), P20 (Infotecs) – предназначен для защиты каналов связи при подключении к защищенным с использованием технологии ViPNet ресурсам, обеспечивает защиту информации при ее передаче через открытые каналы связи.

В процессе выполнения пусконаладочных работ, должны быть выполнены активация и настройка указанного ПО, встроенных механизмов обеспечения информационной безопасности операционной системы контроллера, средств мониторинга событий информационной безопасности, а также средств расширения безопасности для протоколов обмена данными и средств диагностики и удаленного доступа.

#### Решение по защите каналов связи

Решение по криптографической защите каналов связи и межсетевого экранирования реализуется на базе сервера телемеханики и УСПД с функциями шлюза безопасности «TOPAZ IEC DAS».

Для защиты каналов связи используется криптографическое средство защиты в составе шлюза безопасности ПAK TOPAZ IEC DAS 240 CybSec Gateway E2R4 с СКЗИ «ViPNet Client 4» для обеспечения совместимости с существующим техническим решением, применяемом у Заказчика на основе Программно-аппаратного комплекса (ПАК) ViPNet Coordinator HW 4 1000, предназначенного для построения виртуальной сети ViPNet и обеспечения безопасной передачи данных между её защищенными сегментами, а также фильтрации IP-трафика.

Основные функции шлюза безопасности обеспечивают:

- возможность построения защищённой VPN-сети и криптографической защиты информации, передаваемой с использованием стека протоколов TCP/IP, в произвольной телекоммуникационной инфраструктуре IP-сетей, включая сеть связи общего пользования;
- создание защищённых каналов посредством шифрования IP-трафика защищаемого сетевого узла и передачи этого IP-трафика на другие защищённые сетевые узлы или VPN-шлюзы;
- шифрование IP-пакетов;
- выработку имитовставки для IP-пакетов;
- постоянный контроль за состоянием служб и ведение статистики использования системных ресурсов;
- информирование о событиях сбоев служб;
- обнаружение факта сбоя службы и осуществление последующих попыток восстановления работоспособности службы;
- выполнение набора функций в соответствии с поставляемой вместе с изделием лицензией. СКЗИ имеет действующий сертификат ФСБ.

Подсистема осуществляет контроль трафика между разными зонами и выполняет следующие основные функции:

- сегментирование и разделение сетей;
- защита периметра информационной системы (далее – ИС);
- пакетной фильтрации трафика;
- статической и динамической трансляции сетевых адресов;
- поддержку Stateful Packet Inspection;
- организация DMZ зон;
- разделение сетевых потоков;
- балансировка нагрузки.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист

17

Функции МСЗ выполняет шлюз безопасности системы телемеханики ПАК TOPAZ MX240 с поддержкой функций МСЗ. Схема организации защищенного канала приведена на рисунке 4.

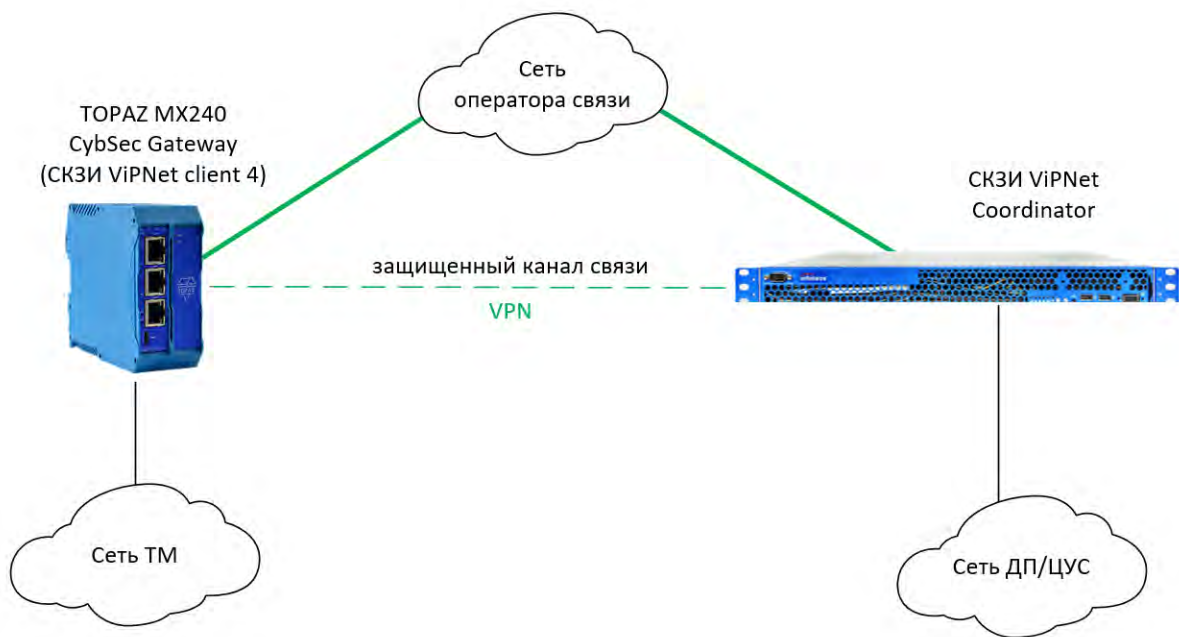


Рисунок 4. Организация защищенного канала передачи данных

Настройка разрешающих правил на МСЗ осуществляется согласно матрицы сетевого взаимодействия. По умолчанию применяется правило «Запрещено все, что не разрешено». В случае технической возможности, при наступлении событий информационной безопасности, они от устройств передаются по syslog в существующую систему верхнего уровня типа SIEM. Администрирование МСЗ осуществляется через выделенный сетевой порт. Протоколы/порты уточняются на стадии внедрения.

Компонент отправитель	Компонент назначения	Протокол:порт	Описание
Сервер телемеханики осн.	Централизованная система управления сетями	Tcp:2404	Взаимодействие с системой управления ТМ
Сервер телемеханики осн. syslog	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Сервер телемеханики рез.	Централизованная система управления сетями	Tcp:2404	Взаимодействие с системой управления ТМ
Сервер телемеханики рез. syslog	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Терминалы РЗА	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Администратор ИБ	МСЗ	Tcp:10222	Администрирование МСЗ
Администратор ИБ	СОВ	TCP:10443,10223	Администрирование СОВ
Криптошлюз	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Криптошлюз	Криптошлюз ДП Infotecs HW 1000	Udp:55777	Организация канала связи с ДП/ЦУС
Коммутатор	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий

Построенная в соответствии с указанными решениями система автоматизации объекта распределительной сети соответствует 3-ей категории значимости согласно приказа ФСТЭК России от 29 декабря 2017 г. №239 (в последних редакциях) и уровню 1Г согласно требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа».

Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации». Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России от 2 июня 2020 г. N 76 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗТИ и СОБИТ».

С учетом категории значимости проектируемого объекта, в соответствии с требованиями п.23 Приказа ФСТЭК №239, определен следующий базовый набор мер защиты информации:

ИАФ.0, ИАФ.1, ИАФ.2, ИАФ.3, ИАФ.4, ИАФ.5, ИАФ.7, УПД.0, УПД.1, УПД.2, УПД.4, УПД.5, УПД.6, УПД.10, УПД.11, УПД.13, УПД.14, ЗНИ.0, ЗНИ.1, ЗНИ.2, ЗНИ.5, ЗНИ.7, ЗНИ.8, АУД.0, АУД.1, АУД.2, АУД.3, АУД.4, АУД.6, АУД.7, АУД.8, АУД.10, АВЗ.0, АВЗ.1, АВЗ.2, АВЗ.4, ОЦ/Л.0, ОЦ/Л.1, ОДТ.0, ОДТ.4, ОДТ.5, ОДТ.6, ОДТ.8, ЗТС.0, ЗТС.2, ЗТС.3, ЗТС.4, ЗТС.5, ЗИС.0, ЗИС.1, ЗИС.2, ЗИС.3, ЗИС.5, ЗИС.6, ЗИС.8, ЗИС.19, ЗИС.20, ЗИС.21, ЗИС.32, ЗИС.34, ЗИС.35, ЗИС.38, ЗИС.39, ИНЦ.0, ИНЦ.1, ИНЦ.2, ИНЦ.3,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

ИНЦ.4, ИНЦ.5, ИНЦ.6, УКФ.0, УКФ.2, УКФ.3, ОПО.0, ОПО.1, ОПО.2, ОПО.3, ОПО.4, ПЛН.0, ПЛН.1, ПЛН.2, ДНС.0, ДНС.1, ДНС.2, ДНС.5, ДНС.6, ИПО.0, ИПО.1, ИПО.2, ИПО.4.

В соответствии с п.23 Приказа ФСТЭК №239 при выборе мер защиты информации для их реализации в автоматизированной системе управления предусмотрено исключение из базового набора мер защиты информации мер, непосредственно связанных с технологиями, не используемыми в данной системе или на данном уровне.

Итоговый адаптированный набор мер защиты информации для ТП представлен в табл.

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
		<b>Идентификация и аутентификация (ИАФ)</b>	
1	ИАФ.0	Разработка политики идентификации и аутентификации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов
2	ИАФ.1	Идентификация и аутентификация пользователей и иницилируемых ими процессов	Реализуется на уровне подсистемы идентификации и аутентификации ОС контроллеров «ТОРАЗ». Идентификация пользователей (в т.ч. администраторов) осуществляется по идентификаторам (именам учетных записей). Аутентификация пользователей осуществляется по паролям.
3	ИАФ.2	Идентификация и аутентификация устройств	Реализуется настройками контроллера ТОРАЗ путем идентификации и контроля подключаемых устройств и возможности блокирования подключения не доверенных устройств.
4	ИАФ.3	Управление идентификаторами	Реализуется на уровне подсистемы идентификации и аутентификации ОС контроллеров телемеханики ТОРАЗ (ОС на базе Linux).
5	ИАФ.4	Управление средствами аутентификации	
6	ИАФ.5	Идентификация и аутентификация внешних пользователей	
7	ИАФ.7	Защита аутентификационной информации при передаче	Реализуется функциями ОС контроллеров ТОРАЗ, которые осуществляют защиту аутентификационной информации в процессе ее ввода для аутентификации от возможного использования лицами, не имеющими на это полномочий. Защита обратной связи «система – субъект доступа» в процессе аутентификации обеспечивается исключением отображения для пользователя действительного значения аутентификационной информации и (или) количества вводимых пользователем символов аутентификационной информации. Вводимые символы пароля отображаются условными знаками «*».
		<b>Управление доступом (УПД)</b>	
8	УПД.0	Разработка политики управления доступом	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «Россети Московский регион»
9	УПД.1	Управление учетными записями пользователей	Реализуется на уровне подсистемы управления доступом ОС контроллера ТОРАЗ (ОС на базе Linux).
10	УПД.2	Реализация политик управления доступа	
11	УПД.4	Разделение полномочий (ролей) пользователей	
12	УПД.5	Назначение минимально необходимых прав и привилегий	
13	УПД.6	Ограничение неуспешных попыток доступа в информационную (автоматизированную) систему	
14	УПД.10	Блокирование сеанса доступа пользователя при неактивности	

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист  
19

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

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
15	УПД.11	Управление действиями пользователей до идентификации и аутентификации	
16	УПД.13	Реализация защищенного удаленного доступа	Осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера TOPAZ
17	УПД.14	Контроль доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем	Организация возможности доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем осуществляется только через уровень ДП. В ТП осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера TOPAZ.
		<b>Защита машинных носителей информации (ЗНИ)</b>	
18	ЗНИ.0	Разработка политики защиты машинных носителей информации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
19	ЗНИ.1	Учет машинных носителей информации	
20	ЗНИ.2	Управление физическим доступом к машинным носителям информации	
21	ЗНИ.5	Контроль использования интерфейсов ввода (вывода) информации на машинные носители информации	Реализация требований достигается путем ограничения доступа (в том числе физического) к портам ввода-вывода.
22	ЗНИ.7	Контроль подключения машинных носителей информации	
23	ЗНИ.8	Уничтожение (стирание) информации на машинных носителях информации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
		<b>Аудит безопасности (АУД)</b>	
24	АУД.0	Разработка политики аудита безопасности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
25	АУД.1	Инвентаризация информационных ресурсов	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» Возможность отправки данных по протоколу syslog в SIEM ArcSightManager (Logger) в ДП для проведения инвентаризации. Выявление новых устройств подсистемой анализа защищенности.
26	АУД.2	Анализ уязвимостей и их устранение	Реализуется подсистемой анализа защищенности на вышестоящем уровне
27	АУД.3	Генерирование временных меток и (или) синхронизация системного времени	Использование в контроллере TOPAZ надежных меток времени посредством протоколов NTP и PTP с использованием служб ntpd и rtpd соответственно.
28	АУД.4	Регистрация событий безопасности	Настройка локального хранения журнала событий на ПЛК TOPAZ с возможностью отправки по протоколу syslog в SIEM ArcSightManager (Logger).
29	АУД.6	Защита информации о событиях безопасности	Реализуется в контроллере TOPAZ путем защиты хранимых записей аудита от несанкционированного удаления. ОС контроллера TOPAZ предотвращает модификацию хранимых записей аудита в журнале аудита. Доступ к журналу безопасности доступен только администратору.
30	АУД.7	Мониторинг событий безопасности	Реализуется функцией ОС контроллера TOPAZ, которая предоставляет администратору возможность просмотра всей информации о записях аудита.
31	АУД.8	Реагирование на сбои при регистрации событий безопасности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» и использованием SIEM ArcSightManager (Logger), в которую отправляются данных с устройств
32	АУД.10	Проведение внутренних аудитов	

Изм.	Кол.чч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<div>НМ-103/23-ПИР-ТМ П2</div> <div>Лист 20</div>



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

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
			соответствующих уровней.
		<b>Обеспечение целостности (ОЦ/Л)</b>	
33	ОЦ/Л.0	Разработка политики обеспечения целостности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
34	ОЦ/Л.1	Контроль целостности программного обеспечения	Реализуется функцией ОС ПЛК ТОРАЗ, контролирующей программные и информационные объекты загружаемой операционной системы (файлы и каталоги) на наличие изменений содержимого объектов, изменений перечня существующих объектов. Операция проверки целостности хранимых данных может осуществляться по запросу администратора либо в заданный администратором с использованием системного планировщика момент времени
		<b>Обеспечение доступности (ОДТ)</b>	
35	ОДТ.0	Разработка политики обеспечения доступности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
36	ОДТ.4	Резервное копирование информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера ТОРАЗ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.
37	ОДТ.5	Обеспечение возможности восстановления информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера ТОРАЗ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.
38	ОДТ.6	Обеспечение возможности восстановления программного обеспечения при нештатных ситуациях	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур восстановления из резервных копий конфигурации контроллера ТОРАЗ и используемого программного обеспечения.
39	ОДТ.8	Контроль предоставляемых вычислительных ресурсов и каналов связи	Реализуется в рамках процедур приемки системы в эксплуатацию и (или) в рамках технического обслуживания.
		<b>Защита технических средств (ЗТС)</b>	
40	ЗТС.0	Разработка политики защиты технических средств и систем	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р.
41	ЗТС.2	Организация контролируемой зоны	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р, обеспечением физических мер защиты, организации пропускного и внутриобъектового режима, использованием замков на электротехнических шкафах, доксах и т.п.
42	ЗТС.3	Управление физическим доступом	
43	ЗТС.4	Размещение устройств вывода (отображения) информации, исключающее ее несанкционированный просмотр	
44	ЗТС.5	Защита от внешних воздействий	
45	ЗИС.0	Разработка политики защиты информационной (автоматизированной) системы и ее компонентов	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
46	ЗИС.1	Разделение функций по управлению (администрированию) информационной (автоматизированной) системой с иными функциями	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», а также функциями ОС и ПО ТОРАЗ по разделению функций пользователей и администраторов.
47	ЗИС.2	Защита периметра информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ контроллера ТОРАЗ.
48	ЗИС.3	Эшелонированная защита	Реализуется сегментированием сети по

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист  
21

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
		информационной (автоматизированной) системы	технологии VLAN, функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
49	ЗИС.5	Организация демилитаризованной зоны	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
50	ЗИС.6	Управление сетевыми потоками	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
51	ЗИС.8	Соккрытие архитектуры и конфигурации информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
52	ЗИС.19	Защита информации при ее передаче по каналам связи	Реализуется подсистемой криптографической защиты каналов связи на базе программируемых логических контроллеров с функциями шлюза безопасности TOPAZ (СКЗИ «ViPNet Client 4»)
53	ЗИС.20	Обеспечение доверенных канала, маршрута	
54	ЗИС.21	Запрет несанкционированной удаленной активации периферийных устройств	
55	ЗИС.32	Защита беспроводных соединений	Реализуется подсистемой криптографической защиты каналов связи на базе программируемых логических контроллеров с функциями шлюза безопасности TOPAZ (СКЗИ «ViPNet Client 4»)
56	ЗИС.34	Защита от угроз отказа в обслуживании (DOS, DDOS-атак)	Реализуется функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
57	ЗИС.35	Управление сетевыми соединениями	Реализуется функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
		Управление обновлениями программного обеспечения (ОПО)	
58	ОПО.0	Разработка политики управления обновлениями программного обеспечения	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», а также технической поддержкой эксплуатируемого программного обеспечения
59	ОПО.1	Поиск, получение обновлений программного обеспечения от доверенного источника	
60	ОПО.2	Контроль целостности обновлений программного обеспечения	
61	ОПО.3	Тестирование обновлений программного обеспечения	
62	ОПО.4	Установка обновлений программного обеспечения	

Разрабатываемая КОИБ отвечает следующим требованиям:

- Требованиям Федерального закона №187-ФЗ от 26.07.2017 г. и его подзаконных актов;
- Требованиям Приказа Министерства энергетики РФ от 6 ноября 2018 г. № 1015 "Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования";
- Требованиям, утвержденным Приказами ФСТЭК России № 239, 235, 31 (в зависимости от результатов категорирования в соответствии с Правилами категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 8 февраля 2018 г. N 127).

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

Изм.	Кол.цч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист

22



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

Для контроля и управления присоединениями распределительного устройства среднего напряжения применены модули телемеханики TOPAZ TM MTU5-Pr

Формат A4

Основные технические характеристики указанных модулей представлены в таблице 5.

Таблица 5. Характеристики модуля TOPAZ TM MTU5-Pr.

Наименование параметра		MTU5
Каналы телесигнализации		
Число каналов		8
Напряжение на входе канала дискретного ввода, В		=/~ 5...220
Входное сопротивление, кОм	=/~ 5...48 В	0,5...9,6
	=/~ 48...100 В	16...50
	=/~ 100...220 В	50...220
Номинальное значение силы тока, мА	=/~ 5...48 В	5...10
	=/~ 48...100 В	2...3
	=/~ 100...220 В	1...3
Каналы дискретного контроля напряжения		
Число каналов		3
Контролируемое напряжение по каждой фазе (для ячейки КРУ через емкостной делитель), В		1...250
Входное сопротивление, МОм		3,6
Каналы телеуправления		
Число каналов		3
Тип реле		A
Напряжение нагрузки,		250 В переменного тока 350 В постоянного тока
Нагрузочная способность по цепям управления в непрерывном режиме, А, не более		3
Нагрузочная способность по цепям управления в импульсном режиме (<10 мс), А, не более		15
Напряжение изоляции		2500 В
Время срабатывания, мс		0,1
Время отпускания, мс		0,1
Минимальный срок службы		100 000 срабатываний
Общие характеристики		
Напряжение питания, В		15-30
Ток потребления (при 24В), мА		100
Наличие цифрового интерфейса		RS-485
Скорость обмена данными по интерфейсу RS-485, бит/с		38400; 57600; 115200
Протокол обмена по интерфейсу RS-485		МЭК 870-5-101, Modbus RTU
Масса, кг, не более		0,5
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм		114,5 x 99 x 22,5

### 3.4.5. Решения по электропитанию технических средств телемеханики

Электропитание системы телемеханики организовывается от системы электропитания собственных нужд подстанции. Для электропитания устройств телемеханики используется автомат QF 8 в ШПСН-В луча Б.

В ШПСН-В луча А предусматривается автоматический выключатель для питания электроприводов ячеек КРУЭ ЭПА.

Цепи питания электроприводов ячеек трансформаторных моноблоков запитаны от устройства АВР 6-20 кВ. Для обеспечения безопасности при выполнении работ на моноблоках необходимо вывести из работы устройства АВР 6-20 кВ.

При использовании для питания собственных нужд на ТП шкафов ЯСН или ЩСН, не имеющих специально предусмотренных для питания ТМ автоматических выключателей, питание средств ТМ и АИИСКУЭ следует осуществлять непосредственно от шин РУ-0,4 кВ с защитой цепей питания автоматическими выключателями с соответствующей отключающей способностью. Автоматические выключатели в этом случае устанавливаются в пластиковый бокс, устанавливаемый на стене в помещении РУ-0,4 кВ в непосредственной близости от сборки РУ-0,4 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Электропитание системы телемеханики организовывается от системы электропитания собственных нужд подстанции. Для электропитания устройств телемеханики используется автомат QF 8 в ШПСН-В луча Б.</p> <p>В ШПСН-В луча А предусматривается автоматический выключатель для питания электроприводов ячеек КРУЭ ЭПА.</p> <p>Цепи питания электроприводов ячеек трансформаторных моноблоков запитаны от устройства АВР 6-20 кВ. Для обеспечения безопасности при выполнении работ на моноблоках необходимо вывести из работы устройство АВР 6-20 кВ.</p> <p>При использовании для питания собственных нужд на ТП шкафов ЯСН или ЩСН, не имеющих специально предусмотренных для питания ТМ автоматических выключателей, питание средств ТМ и АИИСКУЭ следует осуществлять непосредственно от шин РУ-0,4 кВ с защитой цепей питания автоматическими выключателями с соответствующей отключающей способностью. Автоматические выключатели в этом случае устанавливаются в пластиковый докс, устанавливаемый на стене в помещении РУ-0,4 кВ в непосредственной близости от сборки РУ-0,4 кВ.</p>					
			НМ-103/23-ПИР-ТМ П2					
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лист
25

Для обеспечения необходимого времени автономного функционирования системы телемеханики, настоящим решением предусматривается применение ионисторного накопителя электроэнергии – модуля резервирования TOPAZ RPS 24V1A. Указанный модуль обеспечивает функционирование в требуемых климатических условиях. Модуль обеспечивает не менее 30 секунд работы комплекса телемеханики в режиме аварии электропитания комплекса, что обеспечивает возможность формирования сигналов о состоянии контролируемого оборудования в момент пропадания электропитания комплекса.

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания.

#### Выбор кабеля электропитания системы ТМ.

##### По условию длительно допустимого тока:

Для обеспечения питания системы ТМ используются блоки питания производства TOPAZ. Номинальные значения входных параметров блока питания:  $U_{ном} = 220 \text{ ВАС}$ ,  $P_{ном} = 50 \text{ Вт}$ . Номинальный ток питания системы телемеханики  $I = 0,8 \text{ А}$

В соответствии с табл. 1.3.4 ПУЭ для протекания тока  $I = 0,8 \text{ А}$  достаточно сечение проводника  $0,5 \text{ мм}^2$ .

##### По условию механической прочности:

Для меди жилы кабеля для присоединения под винт к зажимам панелей должны иметь сечение не менее  $1,5 \text{ мм}^2$  (п.п.3.4.4. ПУЭ)

##### По условию нагрева:

При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением  $1,5 \text{ мм}^2$  равен  $23 \text{ А}$  (табл. 1.3.4 ПУЭ) Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся.

Таким образом, приняв сечение нулевого проводника N и защитного проводника РЕ равным сечению фазного проводника, для питания системы телемеханики выбираем кабель в поливинилхлоридной изоляции ВВГнг-LS  $3 \times 1,5 \text{ мм}^2$ .

#### 3.4.6. Заземление технических средств ТМ.

Все внешние элементы технических средств АСУ, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1030-81 и «Правилами устройства электроустановок».

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала выполняются защитное заземление устройств системы ТМ. Заземление шкафа телемеханики выполняется путем присоединения системы заземления шкафа к шине заземления подстанции.

Сечение внешнего проводника для присоединения шкафа к контуру заземления принято в соответствии с решениями проекта по электротехнической (силовой) части. Сечение проводника принято  $25 \text{ мм.кв.}$ , что соответствует п. 1.7.115 ПУЭ, и принято для заземления всех металлических конструкций данной электроустановки.

Сечение проводников, для соединения элементов конструкции электротехнического шкафа и внутренних элементов системы телемеханики, требующих заземления, выполнить проводом не менее  $1,5 \text{ мм.кв.}$ , в соответствии с п. 1.7.126 ПУЭ.

Заземление экранов контрольных и интерфейсных кабелей выполнить с одной стороны – со стороны шкафа телемеханики.

#### 3.4.7. Решения по размещению технических средств на объекте.

Для размещения оборудования телемеханики предусматривается электротехнический шкаф навесного исполнения размером не более  $400 \times 500 \times 210$  (ШхВхГ) с металлической монтажной панелью для установки оборудования. В шкафу устанавливается Сервер сбора, обработки и передачи данных, а также устройства ТМ и система гарантированного электропитания системы телемеханики. Шкаф телемеханики устанавливается на стене в РУ среднего напряжения подстанции.

Все средства автоматизации и связи устанавливаются в помещениях подстанции в соответствии с чертежами НМ-103/23-ПИР-ТМ С7.1,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	с п. 1.7.126 ПУЭ. Заземление экранов контрольных и интерфейсных кабелей выполнить с одной стороны – со стороны шкафа телемеханики.																	
			3.4.7. Решения по размещению технических средств на объекте.																	
			Для размещения оборудования телемеханики предусматривается электротехнический шкаф навесного исполнения размерам не более 400х500х210 (ШхВхГ) с металлической монтажной панелью для установки оборудования. В шкафу устанавливается Сервер сбора, обработки и передачи данных, а также устройства ТМ и система гарантированного электропитания системы телемеханики. Шкаф телемеханики устанавливается на стене в РУ среднего напряжения подстанции. Все средства автоматизации и связи устанавливаются в помещениях подстанции в соответствии с чертежами НМ-103/23-ПИР-ТМ С7.1,																	
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2		Лист 26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата															



При необходимости установки дополнительного оборудования (например, комплектов связи), места установки дополнительного оборудования уточняются при привязке или специальным проектом и согласовываются в технических службах НОВАЯ МОСКВА филиала ПАО «Россети Московский регион».

Приборы учета устанавливаются на панелях учета или в шкафах учета, которые размещаются на стенах в помещениях подстанции в соответствии с планами размещения оборудования в помещениях подстанций

При наличии пристройки для размещения приборов учета, все приборы учета размещаются в пристройке.

Все схемы размещения оборудования в помещениях подстанций, для различных типов подстанций, разрабатываются в рамках разделов «Силовое электрооборудование» и «Архитектурные решения».

#### 3.4.8. Решения по защите от несанкционированного доступа

Для обеспечения защиты аппаратных средств от несанкционированного доступа предусматривается:

- Пломбирование электросчетчиков и их испытательных клеммных колодок, а также пломбирование двери корпуса УСПД;
- Маркирование разъемных соединений коммутационных аппаратов в цепях учета специальными номерными знаками визуального контроля.
- Наличие замков со спецключом на дверях корпуса УСПД.
- Данные в УСПД защищены паролями, причем ввод пароля администратора в УСПД возможен только при открытии двери (наличии ключа и снятии пломбы).

Корпоративная политика ПАО «Россети Московский регион» подразумевает наличие лицензионных средств безопасности в составе технологической сети передачи данных.

Все необходимые меры по обеспечению безопасности выполняются эксплуатирующей организацией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 27	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2				

### 3.5. Решения по составу информации и способам её организации.

#### 3.5.1. Организация сбора и передачи информации.

Источниками сигналов и данных в системе являются устройства телемеханики и приборы учета электрической энергии.

Формирование дискретных сигналов осуществляется циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически, при изменении состояния контролируемого оборудования с присваиванием метки времени наступления события. Трансляция сигналов на верхний уровень осуществляется без обработки сигналов.

Аналоговые сигналы формируются в системе телемеханики циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически при выходе значений измеряемых величин за пределы установленных значений апертур. На верхнем уровне SCADA-системы настраиваются таблицы привязки сигналов. В базу данных заносится значение сигнала с указанием времени возникновения сигнала. Значения апертур настраиваются в контроллере телемеханики подстанции.

При превышении значений уставок максимума и минимума измеряемых величин, устройства телемеханики формируют соответствующий телесигнал, который далее проходит по системе как обычный телесигнал.

Команда «общий опрос» инициализируется при старте и периодически в соответствии с параметром настройки протокола обмена. Для объектов распределительной сети НОВАЯ МОСКВА – филиала ПАО «Россети Московский регион», периодичность общего опроса принята 600 с.

#### 3.5.2. Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта

Информационный обмен с сервером ДП (ЦППС) осуществляется в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

IP-адреса и адреса ASDU вновь подключаемых контролируемых пунктов присваиваются в соответствии с требованиями администратора технологической сети телемеханики НОВАЯ МОСКВА.

Измерительная информация должна быть унифицирована на уровне контролируемого пункта и передаваться на диспетчерский пункт в соответствии с таблицей:

Таблица 11. Точность обработки передаваемой телеинформации.

	Наименование параметра (группы параметров)	Единицы измерения	Точность обработки (округление)
1	Частота переменного тока в сети	Гц	0,01 (два знака после запятой)
2	Напряжение на шинах РУ НН	В	0,1 (один знак после запятой)
3	Сила тока нагрузки	А	0,1 (один знак после запятой)
4	Температура в помещении РУ	°С	0,1 (один знак после запятой)
6	Активная мощность нагрузки	кВт	0,1 (один знак после запятой)
7	Реактивная мощность нагрузки	кВАР	0,1 (один знак после запятой)
8	Полная мощность нагрузки	кВА	0,1 (один знак после запятой)
9	Косинус $\varphi$	–	0,01 (два знака после запятой)

Телеинформация с контролируемых пунктов должна передаваться на ЦППС ДП в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 следующими типами кадров:

Передача ТС:

- Одноэлементная информация при общем опросе: <1> := одноэлементная информация M\_SP\_NA\_1
- Одноэлементная информация при спорадике: <30> := одноэлементная информация с меткой времени CP56 Время2а M\_SP\_TB\_1
- Двухэлементная информация при общем опросе: <3> := двухэлементная информация M\_DP\_NA\_1
- Двухэлементная информация при спорадике: <31> := двухэлементная информация с меткой времени CP56Время2а M\_DP\_TB\_1

Передача ТИ:

- ТИ при общем опросе: <13> := значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой M\_ME\_NC\_1
- ТИ при спорадике: <36> := значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой с меткой времени CP56Время2а M\_ME\_TF\_1

Передача ТИИ:

- ТИИ при общем опросе: <15> := интегральная сумма M\_IT\_NA\_1
- ТИИ при спорадике: <37> := интегральная сумма с меткой времени CP56Время2а M\_IT\_TB\_1

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИМ-103/23-ПИР-ТМ П2	Лист
										28
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Передача команд ТУ:

CON <45> := однопозиционная команда C\_SC\_NA\_1

Применение других типов кадров допустимо в исключительных случаях и может быть реализовано только после согласования с СЭТМ НОВАЯ МОСКВА – филиала ПАО «Россети Московский регион».

### 3.5.3. Решения по составу информации при обмене данными с ЦППС НОВАЯ МОСКВА

База данных системы АСТУ формируется на серверах диспетчерского пункта.

Данные с каждого контролируемого пункта укладываются в диапазон базы данных в соответствии адресом ASDU контролируемого пункта. Адрес ASDU определяется при привязке объекта

Структура данных внутри каждого диапазона отражена в таблице сигналов для контролируемого пункта.

Структура данных телемеханики ТП представлена в виде таблиц телесигналов и телеуправлений.

В таблицах приведен полный перечень сигналов с подстанции с привязкой к устройству телемеханики первого уровня, осуществляющему контроль данного параметра. В таблице приведены так же все сведения, необходимые для проведения пуско-наладочных работ на уровне контролируемого пункта, включая МЭК-адрес сигнала и адрес сигнала в базе текущих параметров сервера доступа к данным.

Таблица сигналов строится с учетом наибольшего количества сигналов, которое обеспечивают предусмотренные проектом устройства телемеханики. Для каждого не задействованного входа устройств телемеханики предусмотрен резерв в базе параметров.

Поскольку для трансформаторных подстанций не принята единой системы нумерации ячеек, в таблице сигналов принята система идентификаций контролируемых присоединений в соответствии со структурной схемой.

Перечень входных и выходных сигналов и данных представлен в таблице 6

Типовой объем телеинформации для обмена с РДП НОВАЯ МОСКВА представлен в таблице 7

Таблица 6. Перечень входных и выходных сигналов

№	Наименование сигнала	Устрой-ство/адрес	Магистраль RS-485	Адрес устройства	Адрес элемента информации
1	ВВ ШВН А включен	MTU-5/ 1	1	1	1
2	ВВ ШВН А отключен	MTU-5/ 1	1	1	2
3	ЗР ШВН А включен	MTU-5/ 1	1	1	3
4	ВВ ВЭ Т-А включен	MTU-5/ 1	1	1	4
5	ВВ ВЭ Т-А отключен	MTU-5/ 1	1	1	5
6	ЗР ВЭ Т-А Включен	MTU-5/ 1	1	1	6
7	ВВ СР включен	MTU-5/ 1	1	1	7
8	ВВ СР отключен	MTU-5/ 1	1	1	8
9	АВР ШПСН-ВУ Луч А	MTU-5/ 1	1	1	9
10	АВР в режиме «АВТ»	MTU-5/ 1	1	1	10
11	Вход 1 и ШВН 1 отключены	MTU-5/ 1	1	1	11
12	ЗР СР включен	MTU-5/ 2	1	2	1
13	ВВ ШВН Б включен	MTU-5/ 2	1	2	2
14	ВВ ШВН Б отключен	MTU-5/ 2	1	2	3
15	ЗР ШВН Б включен	MTU-5/ 2	1	2	4
16	ВВ ВЭ Т-Б включен	MTU-5/ 2	1	2	5
17	ВВ ВЭ Т-Б отключен	MTU-5/ 2	1	2	6
18	ЗР ВЭ Т-Б включен	MTU-5/ 2	1	2	7
19	ВВ СВН включен	MTU-5/ 2	1	2	8
20	АВР ШПСН-ВУ Луч Б	MTU-5/ 2	1	2	9
21	Вход 2 и ШВН 2 отключены	MTU-5/ 2	1	2	10
22	Режим ТУ «АВР выведен»	MTU-5/ 2	1	2	11
23	ВВ СВН отключен	MTU-5/ 3	1	3	1
24	ЗР СВН включен	MTU-5/ 3	1	3	2
25	Срабатывание УТКЗ ЛВН 1А	MTU-5/ 3	1	3	3
26	Срабатывание УТКЗ ЛВН 2А	MTU-5/ 3	1	3	4
27	Срабатывание УТКЗ ЛВН 1Б	MTU-5/ 3	1	3	5
28	Срабатывание УТКЗ ЛВН 2Б	MTU-5/ 3	1	3	6
29	Резерв	MTU-5/ 3	1	3	7
30	Резерв	MTU-5/ 3	1	3	8
31	АВР Готов	MTU-5/ 3	1	3	9
32	Открыта дверь луча А	MTU-5/ 3	1	3	10
33	Открыта дверь луча Б	MTU-5/ 3	1	3	11
34	Работа АВР	DIN16C-Pr	1	4	1
35	Нарушение питания Ввод 1	DIN16C-Pr	1	4	2
36	Нарушение питания Ввод 2	DIN16C-Pr	1	4	3
37	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	4

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист

29

№	Наименование сигнала	Устрой- ство/адрес	Магистраль RS-485	Адрес устройства	Адрес элемента информации
38	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	5
39	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	6
40	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	7
41	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	8
42	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	9
43	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	10
44	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	11
45	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	12
46	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	13
47	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	14
48	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	15
49	Резерв	DIN16C-Pr	1	4	16
<b>Телеуправление</b>					
1	Запрет АВР (вывод АВР из работы)	MTU-5/ 1	1	1	51
2	Включить Выключатель нагрузки ШВН-А	MTU-5/ 1	1	1	52
3	Отключить Выключатель нагрузки ШВН-А	MTU-5/ 1	1	1	53
4	Включить Выключатель нагрузки ШВН-Б	MTU-5/ 3	1	3	51
5	Отключить Выключатель нагрузки ШВН-А	MTU-5/ 3	1	3	52
6	Отключить Выключатель нагрузки СВН	MTU-5/ 2	1	2	52
7	Включить Выключатель нагрузки СВН	MTU-5/ 2	1	2	51
<b>Телеизмерения</b>					
1	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ /луча А (фаза А)	Wh1	2	1	
2	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ /луча А (фаза В)	Wh1	2	1	
3	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ /луча А (фаза С)	Wh1	2	1	
4	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ /луча А (фаза А)	Wh1	2	1	
5	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ /луча А (фаза В)	Wh1	2	1	
6	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ /луча А (фаза С)	Wh1	2	1	
7	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ /луча Б (фаза А)	Wh2	2	2	
8	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ /луча Б (фаза В)	Wh2	2	2	
9	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ /луча Б (фаза С)	Wh2	2	2	
10	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ /луча Б (фаза А)	Wh2	2	2	
11	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ /луча Б (фаза В)	Wh2	2	2	
12	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ /луча Б (фаза С)	Wh2	2	2	

3.5.4. Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет».

#### 3.5.4.1. Перечень выходных данных

В счётчике с внутренним тарификатором предусмотрена фиксация следующих внутренних данных и параметров по адресному/широковещательному запросу (защёлка):

- время и дата фиксации;
- энергия по А+, R+ по сумме тарифов;
- энергия по А+, R+ по тарифу 1;
- энергия по А+, R+ по тарифу 2;
- энергия по А+, R+ по тарифу 3;
- энергия по А+, R+ по тарифу 4;
- активная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- реактивная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- полная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- напряжение по каждой фазе;
- ток по каждой фазе;
- коэффициент мощности по каждой фазе и сумме фаз;
- частота;
- углы между основными гармониками фазных напряжений.

Входными данными от счётчиков в ИВК (транзит через УСПД), являются:

- мощность активная прямая (получасовая);
- мощность активная обратная (получасовая);
- мощность реактивная прямая (получасовая);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист 30
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2			

Величина коммерческого интервала – 30 мин.

#### 3.5.4.2. Описание выходных данных

Данные о параметрах энергопотребления (суточный, месячный протоколы) в виде таблиц, отчетов и графиков.

## Печатные документы по форме шаблонов

Основной шаблон – шаблон, по которому строятся все типы отчетов: годовой, месячный (произвольный), суточный.

# Прием/отдача активной/реактивной энергии по всем фидерам объекта за сутки 14-09-2017

стр. 2 в 14.04.01 год+  
сформирован: 15-09-2017 15:39:58

[с] - статус интервала (0-норм, 1-корр. без прам, 2-авария, 3-отказ)  
[дбест] - пометка данных (для случаев, когда со счетов берутся только данные)

Подстанции

№ об. 666 6666

апр.  
фид.

110 кВ шина N4076 Фидер N 66 0804130266

тел.

с

по

интервалы

A+ + + A- 1/2 TT (1/1)

R+ + + R- 1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

интервалы

A+ + + A- 1/2 TT (1/1)

R+ + + R- 1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

интервалы

A+ + + A- 1/2 TT (1/1)

R+ + + R- 1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

интервалы

A+ + + A- 1/2 TT (1/1)

R+ + + R- 1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

интервалы

A+ + + A- 1/2 TT (1/1)

R+ + + R- 1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

интервалы

A+ + + A- 1/2 TT (1/1)

R+ + + R- 1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

1/2 TT (1/1)

Протокол первичный строится по трем шаблонам: Протокол Первичный Суточный, Протокол Первичный Месячный и Протокол Первичный Годовой. Данные шаблоны имеют одинаковую структуру, но имеют незначительные изменения в части текстовых полей и таблиц.

Протокол формируется отдельно на каждую точку учета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2		Лист 31

сформирован: 15-09-2017 15:43:18

**Подстанции**  
 № об. 666 6666  
 Кл. напр. 110 кВ оч. № 104 коэф. ТТ 1 / 1 Ктт=1  
 N фид. 104 104 коэф. ТН 1 / 1 Ктн=1

час	Активная Эл.Эн. приём		Реактивная Эл.Эн. приём		Cos(φ) "фи"	tg(φ) "фи"	полная мощность кВА	Показания вольтметра (В)	
	показания счетчика	расход АЭ (кВтч)	показания счетчика	расход РЭ (кварч)				а/п	п/п
00	90.318400	.00	1.180800	.00					
01	90.318400	.00	1.180800	.00					
02	90.318400	.00	1.180800	.00					
03	90.318400	.00	1.180800	.00					
04	90.318400	.00	1.180800	.00					
05	90.318400	.00	1.180800	.00					
06	90.318400	.00	1.180800	.00					
07	90.318400	.00	1.180800	.00					
08	90.318400	.00	1.180800	.00					
09	90.318400	.00	1.180800	.00					
10	90.318400	.00	1.180800	.00					
11	90.318400	.00	1.180800	.00					
12	90.857200	.34	1.180800	.00			.34		
13	91.044000	.39	1.180800	.00			.39		
14	91.434000	.39	1.180800	.00			.39		
15	91.824400	.39	1.180800	.00			.39		
16	92.213200	.39	1.180800	.00			.39		
17	92.604000	.39	1.180800	.00			.39		
18	92.996800	.39	1.180800	.00			.39		
19	93.258000	.00	1.180800	.00			.26		
20	93.258000	.00	1.180800	.00					
21	93.258000	.00	1.180800	.00					
22	93.258000	.00	1.180800	.00					
23	93.258000	.00	1.180800	.00					
24	93.258000	.00	1.180800	.00					

Потребление эл.энергии			Средняя нагрузка			Средневзвеш. коэф. мощности
ЧАСЫ	активный кВтч	реактивной кварч	актив. кВтч	реактив. кварч	полная кВА	
с 0 до 8 ч.	.00	.00	.00	.00	.00	
с 8 до 16 ч.	1.89	.00	.24	.00	.24	
с 16 до 24 ч.	1.04	.00	.13	.00	.13	
с 0 до 24 ч.	2.94	.00	.12	.00	.12	

Запись показаний счетчика

1 \_\_\_\_\_  
 2 \_\_\_\_\_  
 3 \_\_\_\_\_

Протокол суммарный строится по трем шаблонам: Протокол Суммарный Суточный, Протокол Суммарный Месячный и Протокол Суммарный Годовой. Данные шаблоны имеют одинаковую структуру, но имеют незначительные изменения в части текстовых полей и таблицы.

Данный протокол отображает суммарные данные по всем счетчикам, входящим в данный ИВКЭ.

### 3.5.4.3. Описание массива информации

Массивом информации являются параметры настройки счётчика, а также служебные параметры.

В состав основных параметров настройки счётчиков Меркурий 234 входят:

- параметры каналов опроса счётчика;
- пароль первого и второго уровня доступа к данным;
- наименование точки учёта (места установки);
- сетевого адреса счётчика;
- текущего времени и даты;
- время интегрирования мощности счётчика (30 мин);
- тарифное расписание.

В состав служебных параметров, регистрируемых и хранимых в памяти счётчика, входят следующие основные параметры:

- включение и выключение питания счётчика, с указанием времени и даты;
- время сброса показаний;
- время отключения/включения фаз;
- время вскрытия/закрытия крышки (при наличии электронной пломбы);
- коррекция даты и системного времени.

В состав основных параметров настройки УСПД входят:

- уникальный в пределах УСПД номер счётчика;
- пароль 1-ого уровня;
- постоянная счётчика;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист  
32

- физический адрес счётчика
- параметры каналов сбора информации;
- текущее время;
- флага разрешения/запрета автоматического перехода с «летнего» времени на «зимнее», с «зимнего» времени на «летнее».

В состав служебных параметров, регистрируемых и хранимых в памяти УСПД, входят следующие основные параметры:

- Включение и выключение питания УСПД, с указанием времени и даты;
- коррекция даты и системного времени;
- Состояние каналов связи.

Служебные параметры, хранящиеся в памяти УСПД и счётчике, по запросу передаются на верхний уровень сбора информации.

#### 3.5.4.4. Регламент передачи информации на уровень ИВК

Передача данных АИИС КУЭ в ПАО «Россети Московский регион» происходит по регламенту – раз в 30 минут или по запросу с сервера АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет».

Передача данных коммерческого учета от ИВК в смежные системы осуществляется в формате xml, макет 80020.

По согласованию с заказчиком, и в целях сокращения объема передаваемых данных, информация АИИС КУЭ передаётся 1 раз в сутки, во время, удобное для считывания показаний (регламентируется ПАО «Россети Московский регион»).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 33	
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2				Формат А4



### 3.6. Решения по составу программного обеспечения

#### 3.6.1. Описание программного обеспечения КТС

Программное обеспечение комплекса строится на базе компонентов программного комплекса TOPAZ, производства ООО «ПиЭлСи Технолджи».

Программный комплекс TOPAZ имеет свидетельство федеральной службы по интеллектуальной собственности о государственной регистрации программы, за №2012619552.

Компоненты программного комплекса TOPAZ обеспечивают работу всех уровней программно-технических комплексов телемеханики, автоматики, АСУ ТП, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ.

В состав комплекса TOPAZ входят стандартные базовые и прикладные компоненты, также имеется возможность разработки и инсталляции специализированных компонентов.

Полное руководство на программное обеспечение представлено в открытом доступе на сайте [www.tpz.ru](http://www.tpz.ru).

Правообладателем программных продуктов TOPAZ является ООО «ПиЭлСи Технолджи».

Программное обеспечение TOPAZ распространяется на условиях простой (неисключительной) лицензии. Условия лицензии являются предметом договорных отношений между лицензиаром, лицензиатом и конечным пользователем ПО.

Программное обеспечение серверов доступа к данным устанавливается на заводе изготовителе.

Программное обеспечение проходит полный цикл испытаний в соответствии с программой и методикой испытания производителя программного обеспечения.

Программный комплекс TOPAZ предназначен для осуществления следующих функций:

АСУ ТП подстанций, включая функции автоматизированного рабочего места (АРМ) Диспетчеров, оперативного персонала, обслуживающего персонала;

Функций Систем Сбора и Передачи Информации (ССПИ), включая реализацию различных протоколов передачи данных, функции резервирования, функций синхронизации времени между компонентами системы.

Комплект программного обеспечения включает в себя готовые к исполнению программные компоненты и специализированные инструментальные средства для их настроек.

Программные компоненты (системные модули, коммуникационные протоколы и драйверы сопряжения с устройствами, прикладные программы) выполнены в виде файлов отдельных приложений и подключаемых модулей, исполняющихся в коммуникационном контроллере или ПК под управлением ОС Linux или на ПК под управлением ОС Windows.

Все основные системные компоненты и инструментальные средства объединены в комплекты базового дистрибутива и поставляются в готовом (предустановленном) виде на аппаратных носителях. Комплектация и подготовка дистрибутива, его установка на аппаратные носители осуществляется производителем программно-технических средств. В качестве исходных данных для выбора конфигураций программных средств служит проектная и рабочая документация.

Структура программного комплекса TOPAZ и инструментальное программное обеспечение, позволяет осуществить выбор программных компонентов, необходимых для выполнения конкретных функций и задач АСТУ, для загрузки на соответствующие аппаратные платформы из состава технических средств АСТУ.

#### 3.6.2. Описание специализированного ПО

##### 3.6.2.1. Комплект ПО «TOPAZ АЛГ-Д-КП»

Программное обеспечение «TOPAZ АЛГ-Д-КП» устанавливается на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240 из состава Комплекта УСПД и позволяет осуществить опрос устройств ТМ нижнего уровня контроллером TOPAZ IEC DAS MX240 и передачу информации на верхний уровень в требуемых протоколах передачи данных. Настройка ПО «TOPAZ АЛГ-Д-КП» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта.

Настройками данного ПО определяются следующие параметры:

- Количество и типы подключаемого оборудования;
- Параметры устройств верхнего уровня;
- Настройка интерфейсов (типы, скорость обмена);
- Протоколы обмена данными по различным интерфейсам;
- Порядок и периодичность опроса устройств телемеханики и защиты;
- Порядок и периодичность передачи данных на верхний уровень;
- Алгоритмы обработки дискретных сигналов (период интегрирования, обработка дребезга, пороги срабатывания);
- Алгоритмы обработки аналоговых сигналов и счетчиков;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Программное обеспечение «ТОPAZ АЛГ–Д–КП» устанавливается на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240 из состава Комплекта УСПД и позволяет осуществить опрос устройств ТМ нижнего уровня контроллером TOPAZ IEC DAS MX240 и передачу информации на верхний уровень в требуемых протоколах передачи данных. Настройка ПО « TOPAZ АЛГ–Д–КП» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта.</p> <p>Настройками данного ПО определяются следующие параметры:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Количество и типы подключаемого оборудования;</li><li>- Параметры устройств верхнего уровня;</li><li>- Настройка интерфейсов (типы, скорость обмена);</li><li>- Протоколы обмена данными по различным интерфейсам;</li><li>- Порядок и периодичность опроса устройств телемеханики и защиты;</li><li>- Порядок и периодичность передачи данных на верхний уровень;</li><li>- Алгоритмы обработки дискретных сигналов (период интегрирования, обработка дрейфа, пороги срабатывания);</li><li>- Алгоритмы обработки аналоговых сигналов и счетчиков;</li></ul>					
						НМ-103/23-ПИР-ТМ П2		Лист
								34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- Параметры сигналов телеуправления (длительность импульса, повторопоповтор, блокировка);
- Параметры архивного хранилища (объем данных, подлежащих архивированию на данном уровне, глубина хранения данных).

### 3.6.2.2. Комплект ПО «ТОРАЗ АРМ-Д-КП»

Специализированное программное обеспечение «ТОРАЗ АРМ-Д-КП» устанавливается на аппаратную платформу ТОРАЗ IEC DAS MX240 из состава Комплекта УСПД и служит для обеспечения взаимодействия с оборудованием высшего уровня. Комплект ПО «ТОРАЗ АРМ-Д-КП» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта.

Комплект содержит файлы конфигурации, которыми определяются следующие параметры:

- Данные о структуре ТС, ТИ и ТУ объекта
- Данные о каналах связи с КП и узлах маршрутизации между контролируемым и диспетчерским(и) пунктами,
- Алгоритмы обработки групповых и вспомогательных телесигналов
- Коэффициенты преобразований ТИ,
- Регламент обработки команд телеуправления;
- Другие настройки и алгоритмы в соответствии с требованиями технического задания и персонала, осуществляющего эксплуатацию АРМ Диспетчера.

### 3.6.2.3. Алгоритм взаимодействия комплекса телемеханики с АВР по высокому напряжению

Алгоритм взаимодействия определяет порядок и способы управления выключателями нагрузки моноблоков КРУЭ ЭПА, участвующими в схеме в схеме АВР 6–20 кВ. Такими ячейками являются СВН, ШВН луча А и ШВН луча Б.

Для дистанционного управления указанными ячейками требуется перевести устройство АВР в режим «телеуправление ячейками». Фактически, в этом режиме устройство АВР выводится из работы, и обрываются блокировочные взаимосвязи между ячейками, что позволяет диспетчеру выполнять любые необходимые переключения в схеме распределительного устройства высшего напряжения (РУ ВН). В противном случае операции по телеуправлению ячейками будут вызывать срабатывания АВР 6–20 кВ, повторные включения (отключения) управляемой ячейки, а так же включение (отключение) других ячеек, входящих в схему АВР 6–20кВ.

Для перевода Устройства АВР в режим «телеуправление ячейками» используется сигнал ТУ «отключить АВР». Источником сигнала является соответствующая команда диспетчера. Схематически устройств АВР и телемеханики предусмотрены соответствующие органы для выполнения данной команды.

Работа устройства АВР 6–20кВ в режиме телеуправления.

Принципиальная схема устройства АВР 6–20кВ см. в приложении 3.

Устройство АВР 6–20кВ переключается в режим телеуправления посредством длительного дистанционного управляющего воздействия со стороны комплекта телемеханики. Длительность управляющего воздействия должна быть достаточной для выполнения операций по восстановлению схемы АВР (либо для выполнения других необходимых переключений). При этом ключ выбора режима работы АВР SA1 должен оставаться в положении «Раб». По окончании выполнения переключений, указанное управляющее воздействие снимается либо дистанционно (путем подачи сигнала «Включить АВР»), либо автоматически по истечении 180 с (интервал времени задается в настройках телемеханики) с момента начала операций.

Для переключения устройства в режим телеуправления предназначено реле KL1, которое получает длительный импульс от ТМ на время, необходимое для дистанционного управления. Своими нормально замкнутыми (НЗ) контактами KL1.2 и KL1.3 реле размыкает цепи питания схемы АВР от автоматических выключателей QF4 и QF8 соответственно, а переключающим контактом KL1.1 подает питание в цепи электроприводов от автоматического выключателя питания цепей телемеханики (QF9).

Контакт SA1.2 ключа АВР в цепи питания KL1 предназначен для предотвращения дистанционного управления во время проведения регламентных, ремонтных и прочих работ на моноблоке КРУЭ ЭПА, оперативных переключениях в схеме РУ ВН вручную. При переводе ключа АВР в положение «0» контакт SA1.2 размыкается и делает невозможным возбуждение реле KL1.

Контакт реле KL4.2 предназначен для передачи в систему телемеханики информации о готовности схемы АВР.

Для выхода из режима телеуправления необходимо снять импульс с реле KL1.

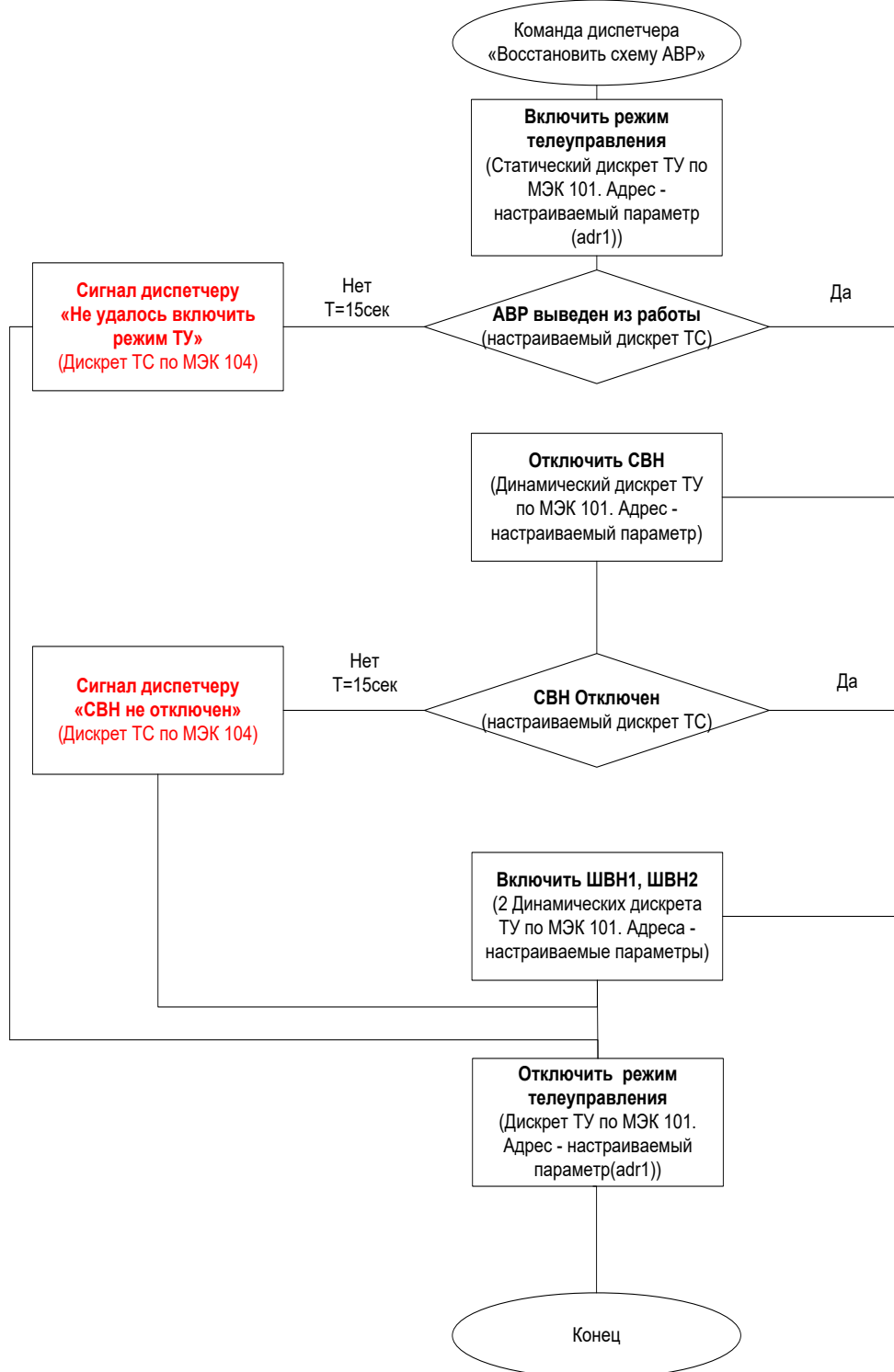
При этом незавершенность действий по восстановлению схемы АВР приведет к возврату схемы в состояние «АВР сработал».

Таким образом, все операции по телеуправлению ячейками, в общем случае должны выполняться в соответствии со следующим алгоритмом:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>длительный импульс от ТМ на время, необходимое для дистанционного управления. Своими нормально замкнутыми (НЗ) контактами KL1.2 и KL1.3 реле разрывает цепи питания схемы АВР от автоматических выключателей QF4 и QF8 соответственно, а переключающим контактом KL1.1 подает питание в цепи электроприводов от автоматического выключателя питания цепей телемеханики (QF9).</p> <p>Контакт SA1.2 ключа АВР в цепи питания KL1 предназначен для предотвращения дистанционного управления во время проведения регламентных, ремонтных и прочих работ на моноблоке КРУЗ ЭПА, оперативных переключениях в схеме РУ ВН вручную. При переводе ключа АВР в положение «0» контакт SA1.2 размыкается и делает невозможным возбуждение реле KL1.</p> <p>Контакт реле KL4.2 предназначен для передачи в систему телемеханики информации о готовности схемы АВР.</p> <p>Для выхода из режима телеуправления необходимо снять импульс с реле KL1.</p> <p>При этом незавершенность действий по восстановлению схемы АВР приведет к возврату схемы в состояние «АВР сработал».</p> <p>Таким образом, все операции по телеуправления ячейками, в общем случае должны выполняться в соответствии со следующим алгоритмом:</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2		Лист
								35

- Перевести устройство АВР 6–20кВ в режим «Телеуправление ячейками», для чего нажать кнопку «Режим ТУ» на мнемосхеме соответствующей подстанции;
- Выполнить необходимые переключения;
- После получения сигнала о фактическом выполнении команд телеуправления, подать команду на переключение устройства АВР 6–20кВ в автоматический режим путем вторичного нажатия кнопки «Режим ТУ» на мнемосхеме.
- По истечении 180 секунд с момента перехода в режим ТУ (настраиваемый параметр), выход из режима Телеуправления производится автоматически.

Для восстановления рабочей схемы после срабатывания АВР по высокому напряжению, необходимо подать команду «Восстановить АВР» на мнемосхеме соответствующей ТП. При этом устройство телемеханики выполняет действия в соответствии с представленным ниже алгоритмом. Данный алгоритм входит в состав комплекта программного обеспечения «АЛГ–Д4–НОВАЯ МОСКВА–ТОРАЗ»



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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НМ-103/23-ПИР-ТМ П2

Лист  
36

## 4. Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в эксплуатацию

### 4.1. Объектная привязка

При привязке решений настоящего типового проекта к конкретному объекту реконструкции или строительства, необходимо для каждого объекта проверять схемы компоновки оборудования в помещениях подстанций. Размещать проектируемое оборудование необходимо с учетом существующего на объекте оборудования. В соответствии со схемой размещения оборудования уточняются длины кабельных линий.

Уточняется количество приборов учета. При разработке проекта привязки должен быть составлен перечень точек учета, по форме НСИ для привязки в ИВК системы АИИСКУЭ «Энергоучет» – филиала ПАО «Россети Московский регион».

### 4.2. Порядок проведения совместных испытаний комплекса телемеханики и устройства АВР 6–20кВ.

- 1) После окончания монтажных работ, выполняется весь комплекс индивидуальных испытаний устройства АВР по высокому напряжению, предусмотренный инструкцией производителя. Инструкция должна быть согласована в службе СРЗА НОВАЯ МОСКВА.
- 2) Проверяется правильность прохождения сигнала телемеханики «Готовность АВР»;
- 3) Проверяется правильность прохождения сигналов ТУ (переключение в режим телеуправления) от комплекса телемеханики до шкафа АВР;
- 4) Проверяется правильность переключения режимов шкафа АВР. Режимы АВР проверяются по состоянию реле в составе АВР, индикаторным лампам АВР и состоянию на эмуляторе АРМ телемеханика;
- 5) Проверяется работа устройства АВР в режиме «Телеуправление» – в этом режиме устройство не должно выдавать никаких сигналов управления на высоковольтные ячейки;
- 6) Перевести ключ управления режимами АВР в положение «ОТКЛ», проверить невозможность выполнения всех команд телеуправления;
- 7) Пункты 4–8 повторить для устройства АВР после цикла срабатывания.
- 8) Проверяется невозможность телеуправления ячейками РУ ВН при нахождении устройства АВР в автоматическом режиме;
- 9) Переключить устройство АВР в положение «телеуправление» посредством подачи соответствующего сигнала ТУ и проверить прохождение сигналов ТУ (Включить и Отключить) для всех выключателей нагрузки, участвующих в схеме АВР;
- 10) То же повторить для устройства АВР после цикла срабатывания;
- 11) Посредством сигналов телеуправления восстановить схему АВР, после чего подать команду перевода АВР в автоматический режим. Проверить восстановление готовности схемы АВР.
- 12) Проверить работоспособность АВР после выполненных действий путем имитации исчезновения напряжения на секции РУ 0,4 кВ;
- 13) Повторить операции дистанционного восстановления схемы АВР для различных вариантов исходного состояния;
- 14) Привести схему АВР в состояние готовности и привести к срабатыванию путем имитации исчезновения напряжения на секции РУ 0,4 кВ. Проверить автоматическое восстановление схемы АВР путем подачи команды «Восстановить АВР». Проверить готовность схемы АВР;
- 15) Повторить операции автоматического восстановления схемы АВР для различных вариантов исходного состояния.

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	НМ-103/23-ПИР-ТМ П2	Лист 37

Обозначение	Данные кабеля	Кол. жил.	Длина кабеля(м)	Откуда идёт	Куда идёт
Кабели ТП					
И1	КИПЭВнз-LS (4x2x0,6)	8	30	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	Счётчик ЭЭ луч А
И2	КИПЭВнз-LS (4x2x0,6)	8	30	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	Счётчик ЭЭ луч Б
П1	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	8	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	ШПСН-ВУ луч А
П2	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	ШПСН-ВУ луч Б
П3	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	18	Счётчик ЭЭ луч А	ШПСН-ВУ луч А
П4	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	18	Счётчик ЭЭ луч Б	ШПСН-ВУ луч Б
ТУ1	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	АВР 6-20кВ ТУ
ТУ2	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	КРУЭ ЭПА Трансформаторный блок луч А
ТУ3	КВВГнз-LS (7x1,5)	6	16	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	КРУЭ ЭПА Трансформаторный блок луч Б
ТС1	МКШ (10x0,75)	10	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	КРУЭ ЭПА Трансформаторный блок луч А
ТС2	МКШ (10x0,75)	10	16	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	КРУЭ ЭПА Трансформаторный блок луч Б
ТС3	КГВВнз-LS (4x1,5)	4	8	«ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	КРУЭ ЭПА Кабельный блок луч А
ТС4	КВВГнз-LS (4x1,5)	4	8	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	КРУЭ ЭПА Кабельный блок луч Б
ТС5	КВВГнз-LS( 8x1,5)	3	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	АВР 6-20кВ ТУ
ТС6	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	28	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	Датчики дверей /луч А
ТС7	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	28	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	Датчики дверей /луч Б
ТС8	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	8	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	ШПСН-ВУ луч А
ТС9	ВВГнз(А)-LS( 3x1,5)	3	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»	ШПСН-ВУ луч Б
ТС10	ВВГнз(А)-LS( 5x1,5)	5	10	DIN16C-Pr	АВР 6-20кВ

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

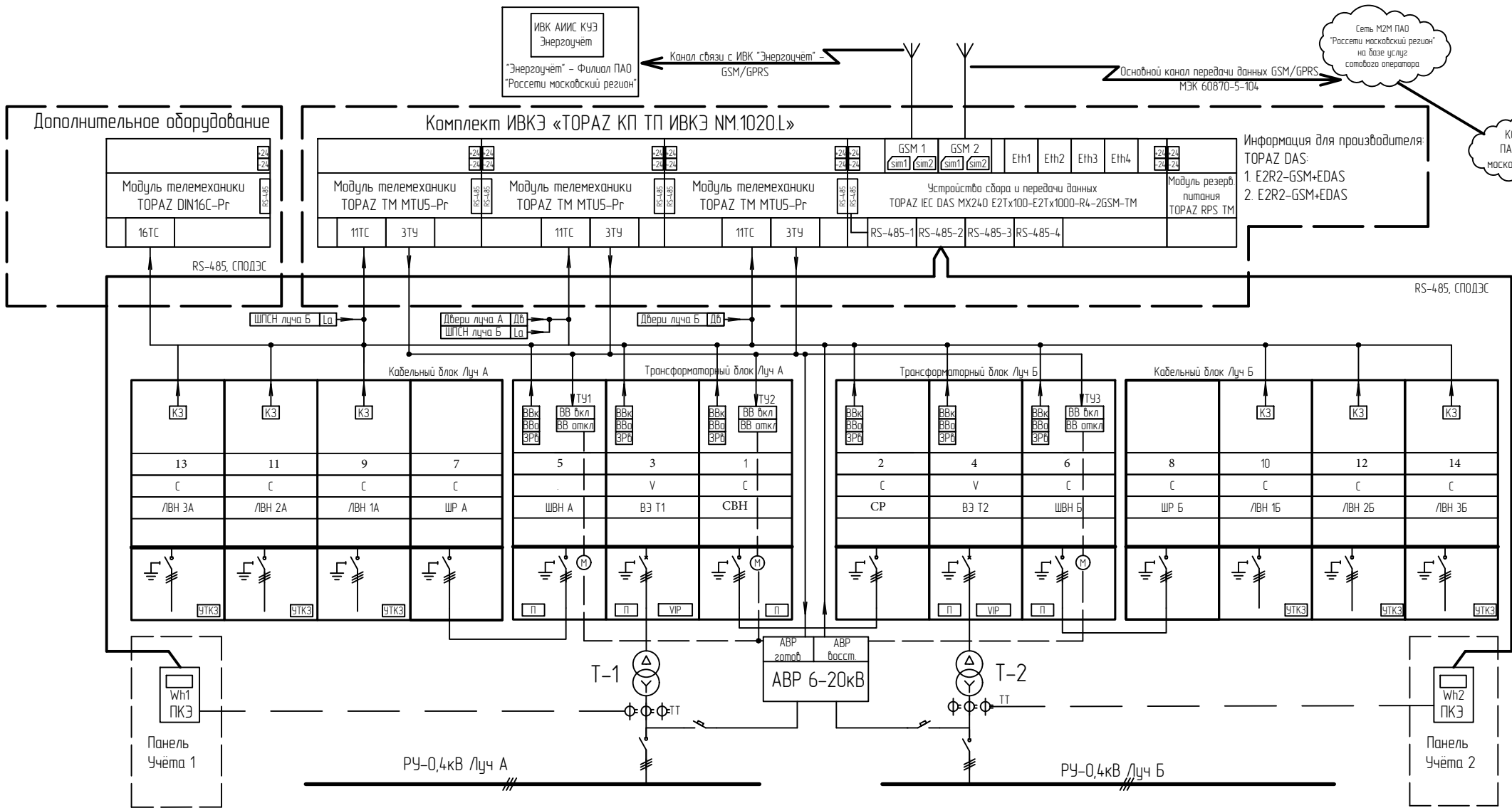
						НМ-103/23-ПИР-ТМ КЖ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Боярин				Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
							РД	1	1
							ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»		
ГИП		Боярин				Кабельный журнал			

Согласовано

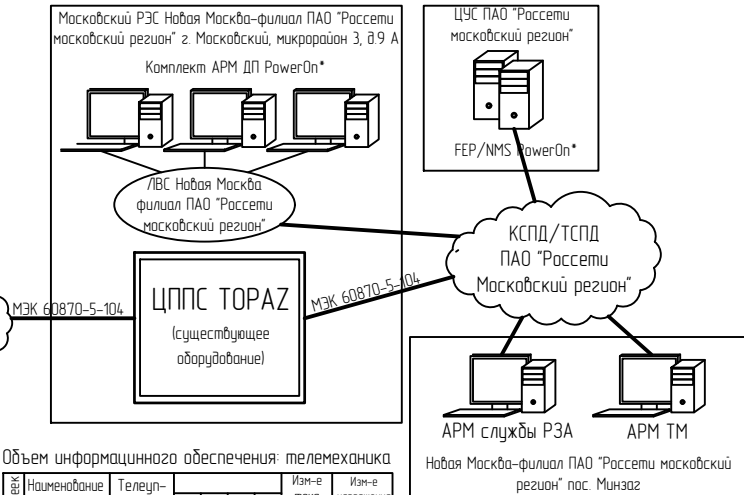
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



- Условные обозначения:
- ТС ВВк – сигнализация положения выключателя нагрузки (включен);
  - ТС ВВо – сигнализация положения выключателя нагрузки (отключен);
  - ТС ЗР – сигнализация положения заземляющего разъединителя (включен);
  - ТС КЗ – сигнализация срабатывание УТКЗ;
  - ТС Ла – сигнализация наличие напряжения на фазе А ввода в ШПСН;
  - ТС Дв – сигнализация открытия дверей ТП;
  - ТС АВР<sub>г</sub> – сигнализация готовности АВР;
  - ТУ ВВ вкл. – управление включением выключателя нагрузки
  - ТУ ВВ откл. – управление отключением выключателя нагрузки
  - ТУ АВР вост. – управлением восстановлением АВР
- Ⓜ Моторный редуктор
- П Блок дополнительных контактов положения ВН и ЗР
- Ⓢ УТКЗ Указатель тока короткого замыкания типа Alfa-M
- Ⓢ VIP Реле VIP с датчиком тока Cga



№ п/п	Наименование присоединения	Телеуп- равление	Изм-е тока, А	Изм-е напряжения, В	Изм-е напряжения, В	Изм-е напряжения, В	Изм-е напряжения, В
1	СР	—	—	ТС	ТС	ТС	—
2	ВЗ Т-1	—	—	ТС	ТС	ТС	—
3	ШВН А	2ТУ	—	ТС	ТС	ТС	—
4	ШР А	—	—	—	—	—	—
5	ЛВН 1А	—	ТС	—	—	—	—
6	ЛВН 2А	—	ТС	—	—	—	—
7	ЛВН 3А	—	ТС	—	—	—	—
8	ЛВН 3Б	—	ТС	—	—	—	—
9	ЛВН 2Б	—	ТС	—	—	—	—
10	ЛВН 1Б	—	ТС	—	—	—	—
11	ШР Б	—	—	—	—	—	—
12	ШВН Б	2ТУ	—	ТС	ТС	ТС	—
13	ВЗ Т-2	—	—	ТС	ТС	ТС	—
14	СВН	2ТУ	—	ТС	ТС	ТС	—
—	РЧ-0,4кВ (А)	—	—	—	—	ЗТИ	ЗТИ
—	РЧ-0,4кВ (Б)	—	—	—	—	ЗТИ	ЗТИ
—	АВР 6-20	ТУ	—	—	—	—	—

Общие сигналы:

- Сигнализация готовности АВР;
- Сигнализация открытия дверей (луч А, луч Б);
- Сигнализация срабатывания АВР ШПСН (луч А, луч Б);
- Телеуправление сброс УТКЗ;
- Работа АВР
- Неиспр. при отсутствии всех фаз с реле контроля напряж
- Отключение Ввода яч. и ШВН яч.
- Работа СВН

Общее кол-во сигналов			
Телесигнализация	ТС	33	
Телеуправление	ТУ	7	
Телеизмерение	ТИ	12	

Объем информационного обеспечения:

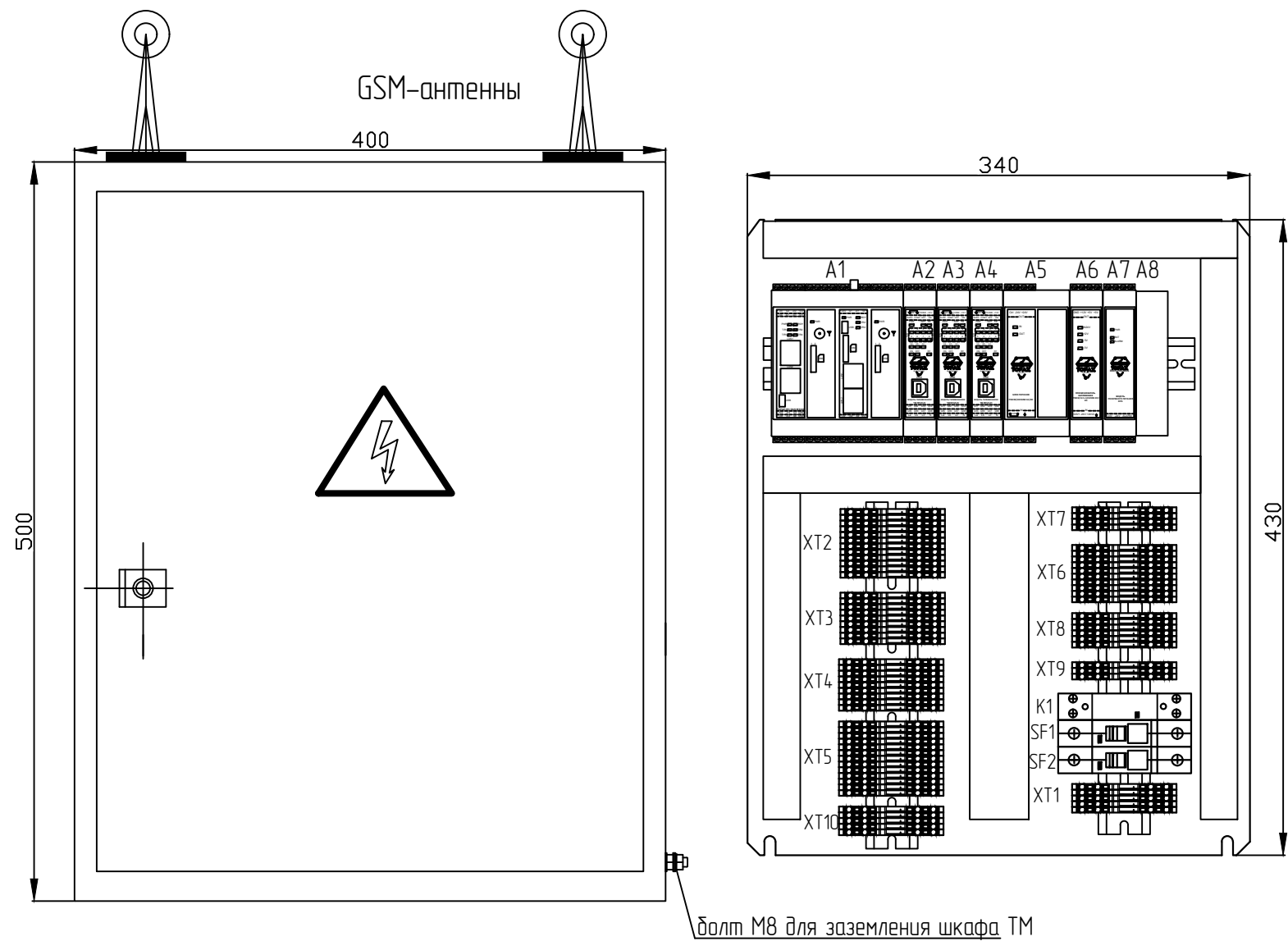
Параметр	На 1 точку учета	Кол-во точек учета	Итого
ТИ	6	2	12
ТИ касб	42		84
Вект. диаграмма	1		2

ИМ-103/23-ПИР-ТМ С1					
Реконструкция РЧ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РЧ-10кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Боярин				
Базовая Система ТМ и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ					
Схема структурная комплекса телемеханики и учёта ТП					
ГИП	Боярин				

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"

Согласовано					
Инд. № подл.	Взам. инд. №				
	Подп. и дата				



Перечень элементов Комплекта ИБКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ NM.1020.L».

Зона	Поз. Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	A1	УСПД ТОРАЗ IEC DAS MX240 E2Tx100-E2Tx1000-R4-2GSM-TM	1	ПиЭлСи Технолоджи
	ПО	Комплект ПО "АРМ-Д-КП-ТОРАЗ"	1	ПиЭлСи Технолоджи
	A2-A4	Модуль телемеханики ТОРАЗ TM MTU5-Pr	3	ПиЭлСи Технолоджи
	A5	Блок питания ТОРАЗ PW220/24V50W-AC/DC	1	ПиЭлСи Технолоджи
	A6	Преобразователь напряжения ТОРАЗ PW24/12-5-3.3V24W-DC-DC	1	ПиЭлСи Технолоджи
	A7	Модуль резервного питания ТОРАЗ TM RPS 24V	1	ПиЭлСи Технолоджи
	K1	Реле выбора фаз РВФ-02	1	Россия
	SF1-SF2	Автоматический выключатель 1П (C16A)	2	Россия
	XT-XT9	Блок клемм (70 шт.)	9	Россия
		Шкаф защитный Rittal (400x500x210)	1	Россия
		Кросс монтажный	1	Россия
	A8	Место для установки дополнительного оборудования		
	ПО	СПО ТОРАЗ LINUX SubSec Gateway с функциями шлюза безопасности в комплекте с ПО "ViPNeT Client 4U for LINUX (KC2)"	1	ПиЭлСи Технолоджи
		Сертификат активации сервиса технической поддержки ПО "ViPNeT Client 4U for LINUX (KC2)"	1	ООО "Инфотекс"
	ПО	ПО АРМ-Д-КП-ТОРАЗ	1	ПиЭлСи Технолоджи
	ПО	ПО ТОРАЗ АЛГ-Д-SubSec	1	ПиЭлСи Технолоджи
	ПО	ПО ТОРАЗ АЛГ-Д-Rout	1	ПиЭлСи Технолоджи

						НМ-103/23-ПИР-ТМ ВО				
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая Система ТМ и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Боярин					РД	1	1	
							Комплект ИБКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ НМ.1020.L». Сборочный чертеж	ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
ГИП		Боярин								



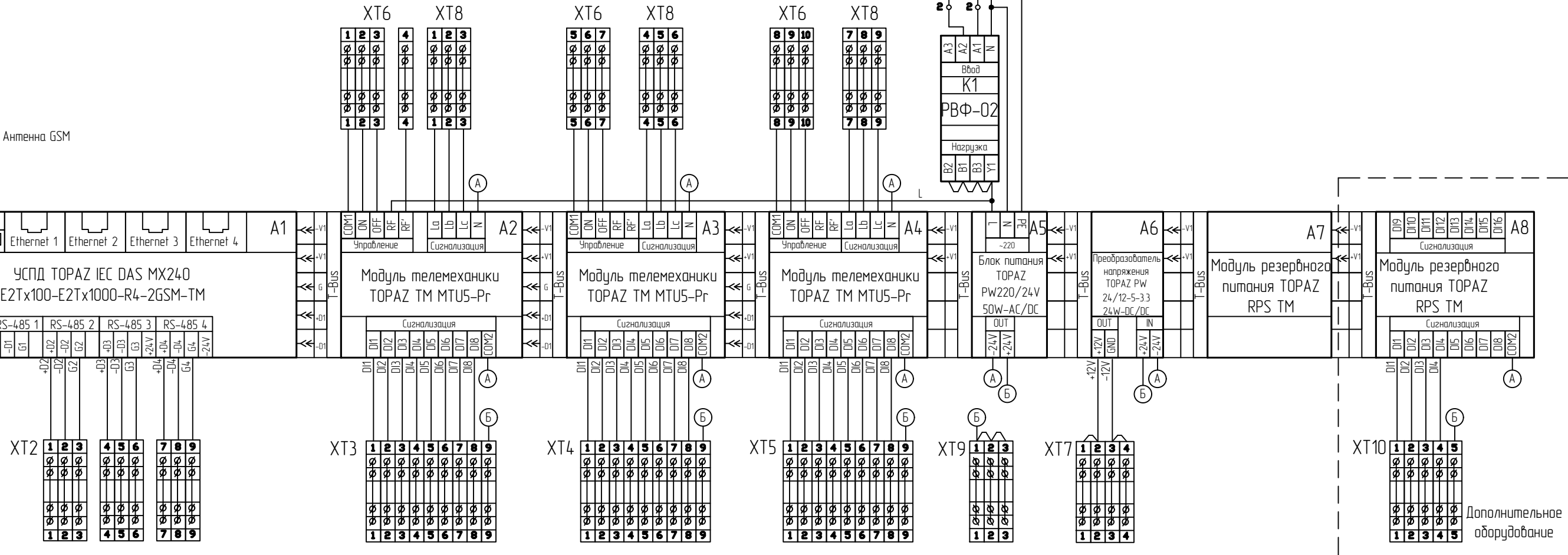
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

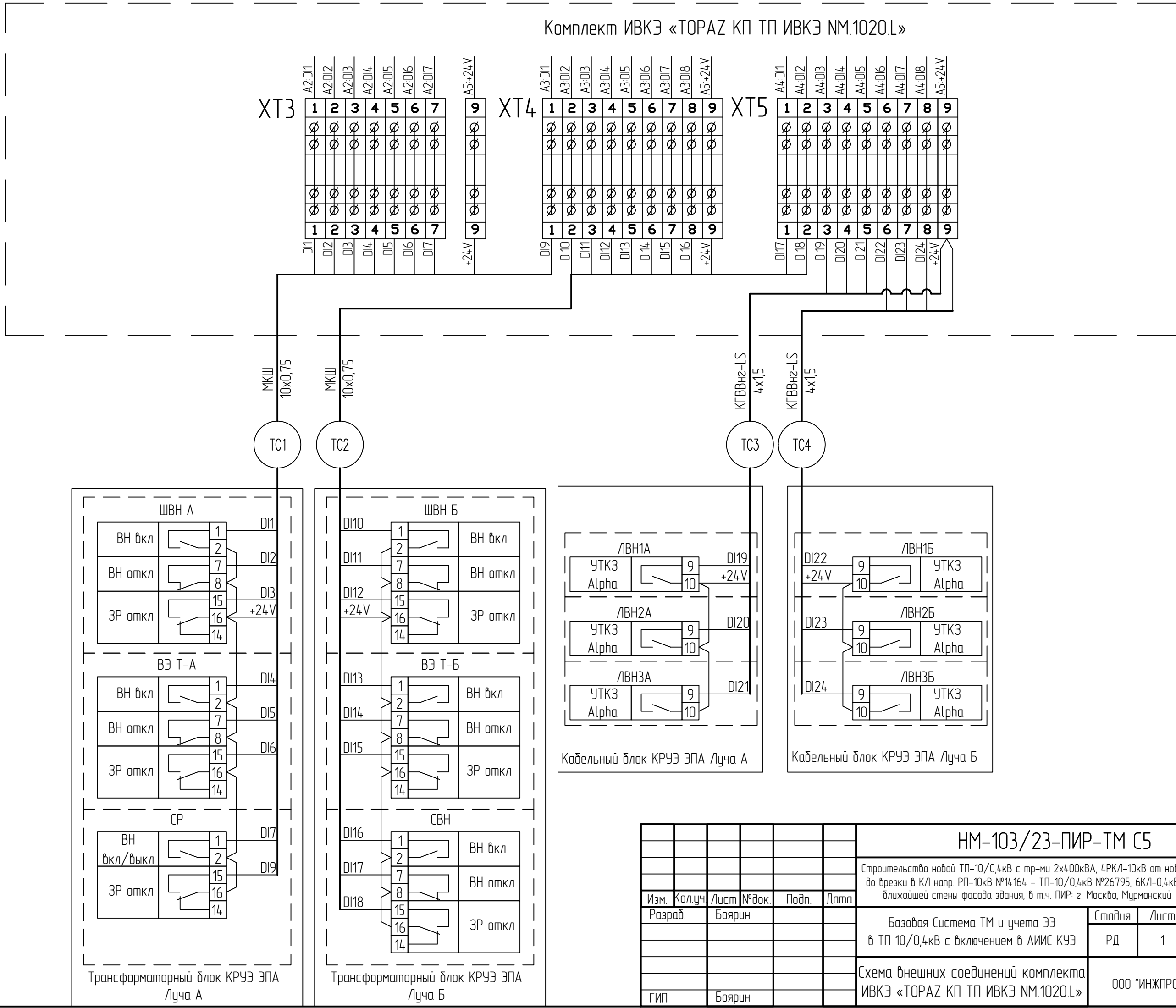
Антенна GSM



Примечание:  
А – цепи питания –24V  
Б – цепи питания +24V

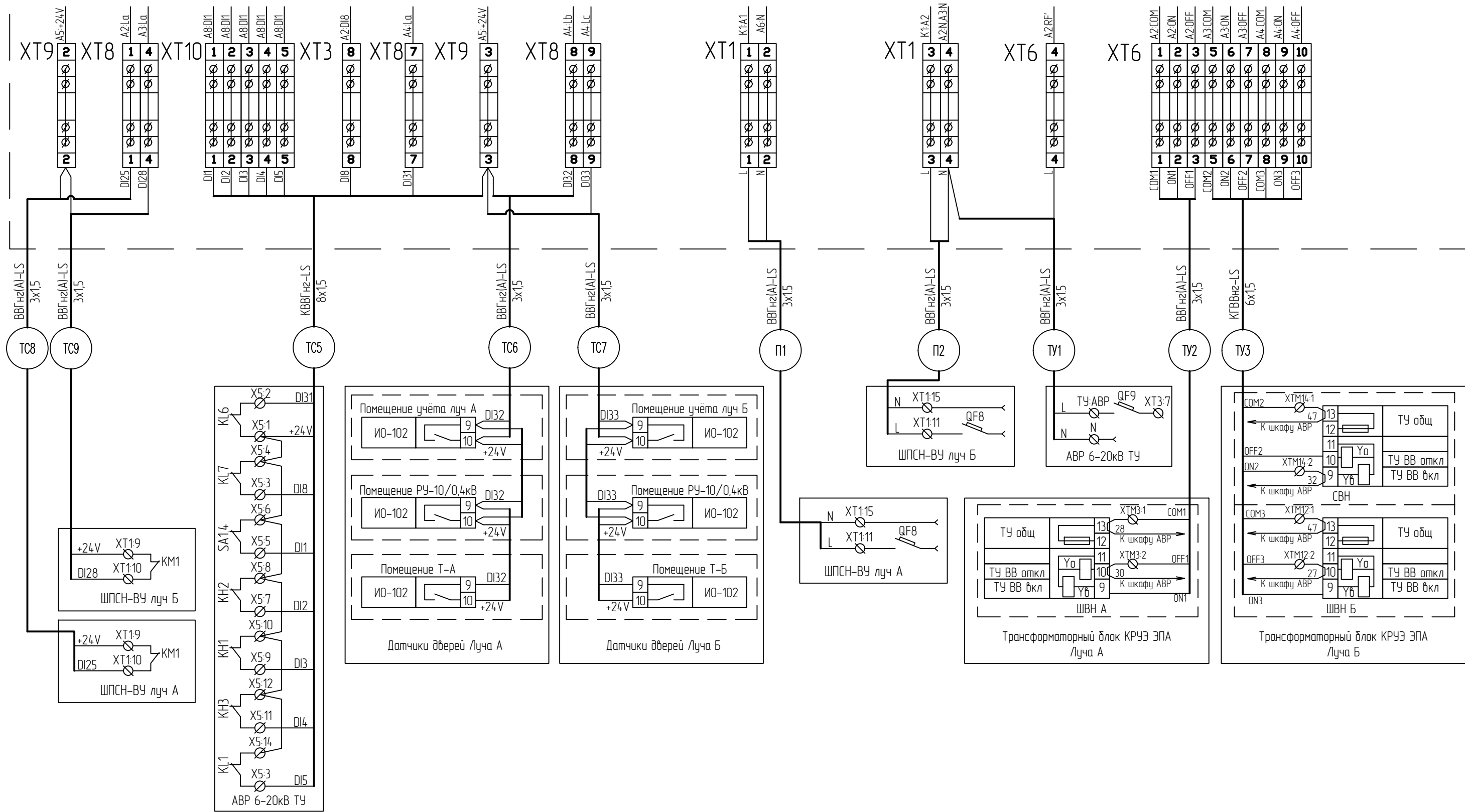
						НМ-103/23-ПИР-ТМ СБ			
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТИНАО, п. Внуковское, д. Внуково			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая Система ТМ и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Боярин					РД	1	1
						Схема внутренних соединений комплекта ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ НМ.1020.L».	ООО «ИНЖПРОЕКТСТРОЙ»		
ГИП		Боярин							

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



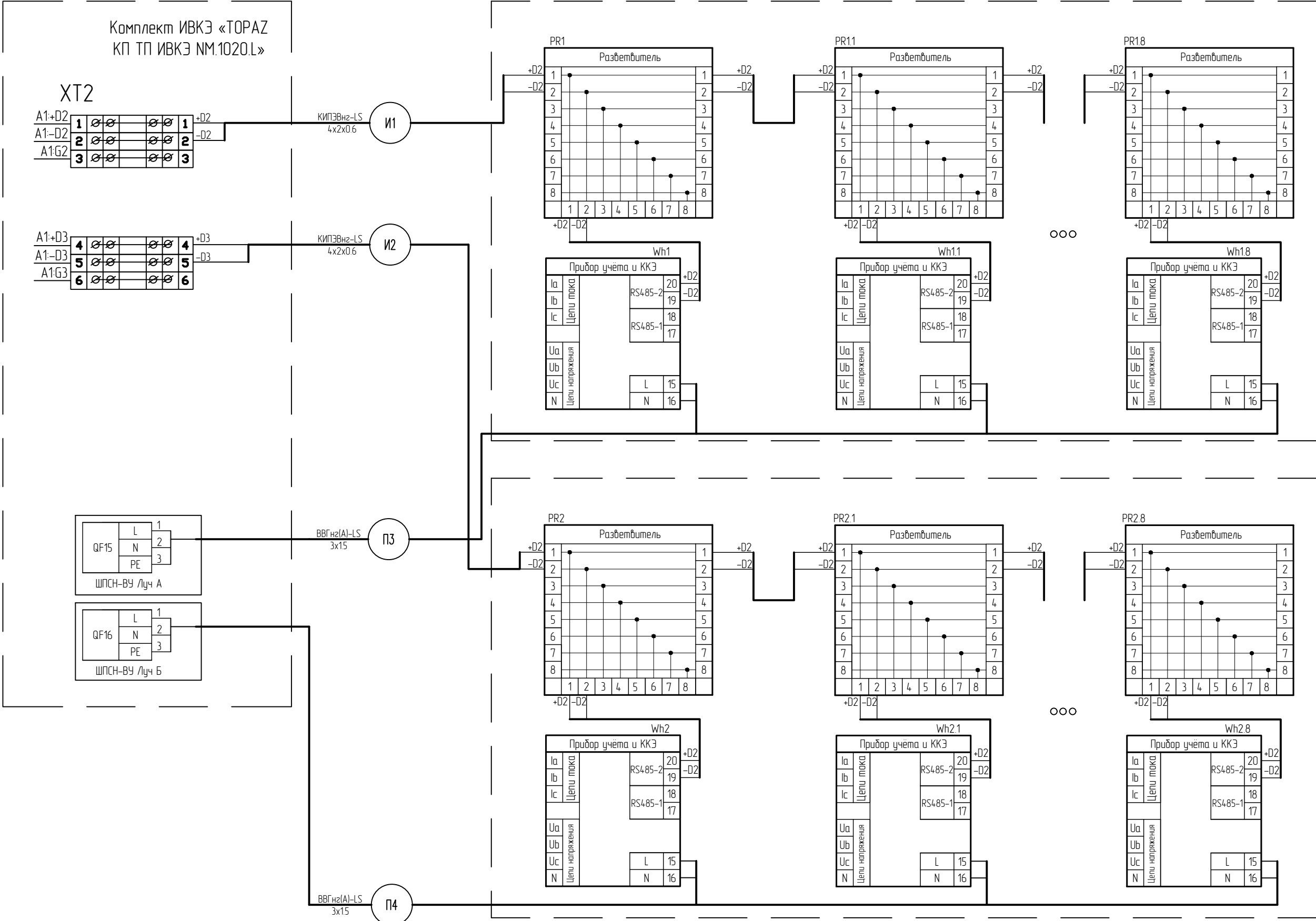
Изм.						НМ-103/23-ПИР-ТМ С5		
Разраб.						Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4РКЛ-10кВ от новой ТП-10/0,4кВ до врезки в КЛ напр. РП-10кВ №14.164 – ТП-10/0,4кВ №26795, 6КЛ-0,4кВ от нов. ТП до ближайшей стены фасада здания, в т.ч. ПИР: г. Москва, Мурманский проезд, д.10		
Гип						Базовая Система ТМ и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ		
						Схема внешних соединений комплекта ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»		
						Стадия	Лист	Листов
						РД	1	2
						ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		

Комплект ИВКЭ «ТОРАЭЗ КП ТП ИВКЭ NM.1020.L»



И/вб. № подл.	Подп. и дата	Взам. инб. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата





Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель Поставщик	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	I. Оборудование автоматизации (ИБКЭ)							
1	Комплект ТМ/ИБКЭ/ИБ «ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ NM.1020.L» с ПО АРМ-Д-КП-ТОРАЗ и СПО ТОРАЗ Gateway в составе: ПО VipNet Client 4U for Linux, ПО ТОРАЗ АЛГ-Д-CybSec, ПО ТОРАЗ АЛГ-Д-Rout	НМ-103/23-ПИР-ТМ В0.1		ООО «ПуЭлСи Технолоджи»	шт.	1		
2	ТОРАЗ DIN16C-Pr			ООО «ПуЭлСи Технолоджи»	шт.	1		Дополнительное оборудование
3	Извещатель магнитоконтактный	ИО-102-20		Россия	шт.	6		
	II. Материалы для телемеханики							
1	Кабель интерфейсный	КИПЭВнз-LS 4x2x0,6		Россия	м	60		
2	Кабель контрольный гибкий	МКШ 10x0,75		Россия	м	26		
3	Кабель контрольный гибкий	КВВГнз-LS 4x1,5		Россия	м	16		
4	Кабель контрольный гибкий	КВВГнз-LS 8x1,5		Россия	м	10		
5	Кабель контрольный гибкий	КВВГнз-LS 7x1,5		Россия	м	16		
6	Кабель силовой	ВВГнз(А)-LS 3x1,5		Россия	м	148		
7	Кабель силовой	ВВГнз(А)-LS 5x1,5		Россия	м	10		
8	Провод заземляющий	МГ 1x25		Россия	м	2		
8	Комплект монтажный для шкафа ТМ			ООО «ПуЭлСи Технолоджи»	шт.	1		
9	Короб монтажный 60x80			Россия	м	2		
10	Труба гофрированная ПВХ 16 мм с протяжкой			Россия	м	20		
	III. Оборудование организации учёта электроэнергии, поставляемое по проекту силового оборудования в составе оборудования БКТП *							
1	Счетчик электрической энергии с функцией контроля ПКЭ	СТЕМ300.153GSU			шт.	2		Поставляется в составе силового оборудования РУ-0,4 кВ
2	Трансформатор тока шинный (для вводных шин РУ-0,4 кВ)				шт.	6		
3	Панель учета в сборе в комплекте с приборами учета, коробками проходными испытательными (КИ-10), разветвителями интерфейса (ПР-3)			Россия	шт.	2		

Примечание:  
Материалы для монтажа измерительных цепей приборов учета электроэнергии предусмотрены в проекте силового оборудования.

						НМ-103/23-ПИР-ТМ В4			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Боярин					РД	1	1
							ООО «ИНЭПРОЕКТСТРОЙ»		
						Спецификация оборудования и материалов			
ТИП		Боярин							

# Приложения



**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель директора - главный инженер  
Филиала «Новая Москва»

А.С. Степанов

2019г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п.  
Внуковское, д. Внуково

инв №032-993404

МРЭС

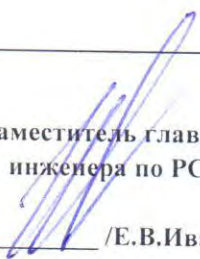
1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ	
1.1 Основание для проектирования	Инвестиционная программа Филиала Новая Москва 2019г.
1.2 Заказчик	Филиал Новая Москва ПАО «Московская объединенная электросетевая компания»
1.3. Проектная организация – генеральный проектировщик	
1.4. Вид строительства	Реконструкция.
1.5. Стадийность проектирования	Рабочий проект.
1.6. Назначение реконструируемого объекта	Электроснабжение потребителей ТиНАО г.Москвы.
1.7. Особые условия строительства	Работы в действующих электроустановках.
1.8 Основные технико-экономические показатели	Номинальное напряжение – 10 кВ.
	Выполнить работы:
	1. Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково
1.9. Сроки начала и окончания строительства	В соответствии с приложением к договору строительного подряда.
1.10. Сроки проектирования	В соответствии с приложением к договору строительного подряда.
1.11. Источник финансирования	Амортизация.
2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТНЫМ РЕШЕНИЯМ	
2.1. Архитектурно-планировочные решения	Не требуется.
2.2. Технологические решения и выбор оборудования	1. Взамен существующей ТП-2102 выполнить строительство новой двухтрансформаторной БКТП в габаритах 630 кВА, установить 2 трансформатора мощностью 250 кВА, с номинальным напряжением 10/0,4 кВ., с установкой щита для подключения ПЭС. 1.1 БКТП выполнить в блочном исполнении; 1.2 Кабельный этаж выполнить высотой не менее 1,8 метра; 1.3 БКТП выполнить двухсекционным; 1.4 В БКТП обеспечить монтаж системы АВР в РУ-10 кВ; 1.5 Схему соединения обмоток трансформаторов предусмотреть Y/Zn. Обеспечить возможность круглогодичного подъезда персонала к БКТП. 1.6 В РУ-10 кВ установить ячейки с элегазовой изоляцией типа RM-6 или аналоги: - 2 вводные ячейки; - 1 линейная ячейка; - 2 ячейки на ТМГ; - 1 ячейка СВ.



	<p>1.7 Установить учет со стороны НН, оборудованный системой АСКУЭ.</p> <p>1.8 Установить индикаторы повреждения на КЛ-10 кВ с функцией ОЗЗ и передачей данных на ДП РЭС.</p> <p>1.9 РУ-0,4 выполнить типа ЩРНВ.</p> <p>1.10 Тип и состав оборудования релейной защиты и автоматики согласовать с управлением РЗА.</p>
	<p>1.11 Организовать сбор, обработку и передачу телеинформации на ДП РЭС. Обеспечить внесение объекта с привязкой к телесигнализации в систему Scada. Технические решения, выбор оборудования и схему организации каналов связи согласовать на этапе проектирования с управлением АСДУ.СС филиала Новая Москва. Организовать поставку ЗИПа не менее 15% от установленного оборудования. Состав ЗИП согласовать с управлением АСДУ.СС. По завершению строительства средств ДТУ представить исполнительную документацию заказчику. Проекты по связи и телемеханике выполнить в виде отдельного тома.</p>
	1.2 Выполнить демонтаж существующей ТП и сдать на склад РЭС
	2. Выполнить замену кабельных заходов 10 кВ 2 шт. с кабелем АПвПУГЗ(1х120)/3 в вновь сооружаемую БКТП, ориентировочная протяженность каждой КЛ-10 кВ- 0,035 км.
	2.1 Выполнить монтаж двух кабелей от вновь устанавливаемых ячеек до трансформаторов Т1 и Т2. Применить кабель АПвПУГЗ(1х120)/3, ориентировочная протяженность каждой КЛ-10 кВ- 0,01 км.
	2.2 Выполнить монтаж кабеля 1 шт. от ячейки 1 с.ш. до ячейки 2 с.ш. Применить кабель АПвПУГЗ(1х120)/3, ориентировочная протяженность каждой КЛ-10 кВ- 0,005 км.
	3. Мероприятия по установке приборов учета электроэнергии, состав устройств релейной защиты и автоматики, телемеханики и коммутационных аппаратов определить проектом и выполнить согласно требованиям Технической политики ПАО "Россети", ПАО "МОЭСК" и филиала "Новая Москва", а также Методическим указаниям ПАО "МОЭСК" по применению основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов, по 2 категории надежности электроснабжения.
	<p>4. Выполнить расчет параметров срабатывания устройств РЗА присоединений, к линиям которых выполняется подключение, начиная от подстанции 35-220кВ до реконструируемой РП. Расчет должен содержать токи КЗ в узловых точках схемы электроснабжения и карты селективности.</p> <p>Расчет должен быть согласован в управлении РЗА филиала "Новая Москва"</p>
2.3. Выделение пусковых комплексов.	Не требуется.
<b>3. В СОСТАВЕ ПРОЕКТА ВЫПОЛНИТЬ</b>	
3.1. Раздел «Охрана окружающей среды»	Выполнить раздел в соответствии с действующими нормативными документами.
3.2. Раздел «Противопожарные мероприятия»	Не требуется.
3.3. Раздел «Энергосберегающие мероприятия»	Не требуется.
3.4. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и предупреждение чрезвычайных ситуаций.	Не требуется.

3.5. Оформление земельно-правовых отношений.	Не требуется.
3.6. Бизнес-план	Не требуется.
3.7. Тендерная документация	Не требуется.
3.8. Выполнение экземпляров проекта	Проектировщик предоставляет заказчику количество экземпляров согласно договора подряда.
<b>4. ПРОЧИЕ СВЕДЕНИЯ</b>	
4.1. Исходные данные, передаваемые заказчиком проектной организации	Техническое задание в двух экземплярах
4.2. Согласование проекта	Проектировщик согласовывает и защищает проект во всех заинтересованных организациях, в т.ч.:
	- в Управлении по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора г. Москва;
4.3. Предоставление схемы реконструированного участка с отображением:	Демонтируемого в ходе реконструкции оборудования(с указанием протяженности демонтируемых участков ЛЭП, если таковые имеются);
	Места врезки( при строительстве отпайки от существующей линии);
	Параметров изменяемых участков существующей линии (марка провода/кабеля, длина до места врезки от ближайших отпаечных опор, ПС и ТП).

Заместитель главного  
инженера по РС

 /Е.В.Иванов/

Руководитель  
проектной организации

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

Начальник СРС

 /В.С. Фадеев/

Главный инженер проекта

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

Начальник МРЭС

 \_\_\_\_\_/



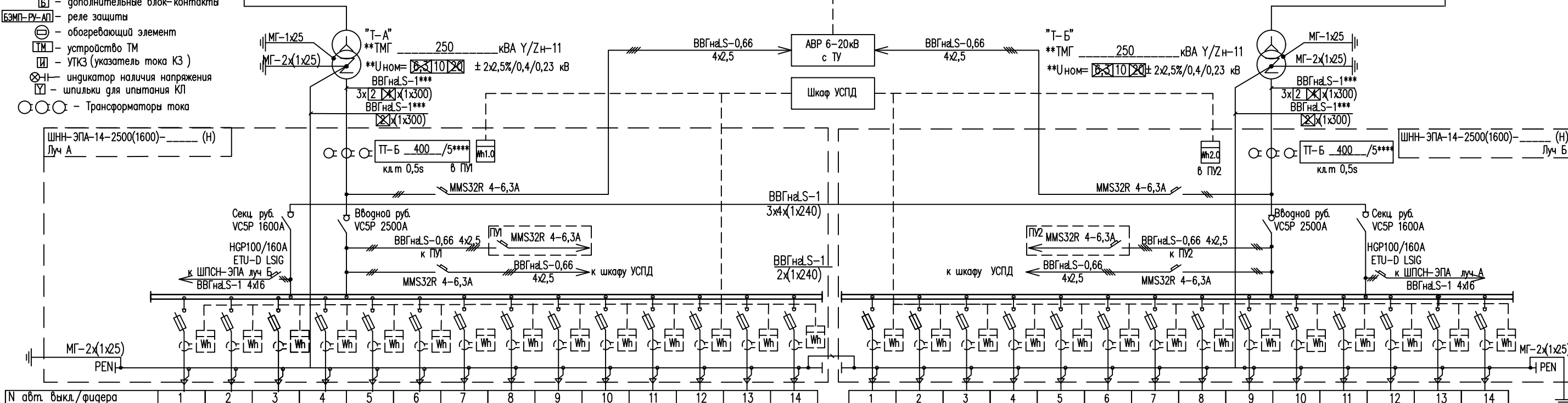
Номер ячейки	1	3	5
Наименование линии	Луч А	Т-А	Блок КЛ
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АПВВнг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)	АПВВнг-LS-10* 3х(1х95/25)	АПВВнг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АПВВнг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)	АПВВнг-LS-20* 3х(1х95/16)	АПВВнг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)
Функция	С	V	С
КРУЭ ЭПА	СВН	ВВ	ШВН

Номер ячейки	7	9	11	13
Наименование линии	Блок Т-А	Ввод с ТП-2103	Резерв	Резерв
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АПВВнг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)	АПВВнг-10* 3х(1х120/35)	АПВВнг-10* 3х(1х120/35)	АПВВнг-10* 3х(1х120/35)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АПВВнг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)	АПВВнг-20* 3х(1х120/46/25)	АПВВнг-20* 3х(1х120/46/25)	АПВВнг-20* 3х(1х120/46/25)
Функция	С	С	С	С
КРУЭ ЭПА	ШР	ЛВН	ЛВН	ЛВН

Номер ячейки	14	12	10	8
Наименование линии	Резерв	на ТП-2119 яч.1	Ввод с КРУН-24 яч.3	Блок Т-Б
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АПВВнг-10* 3х(1х120/35)	АПВВнг-10* 3х(1х120/35)	АПВВнг-10* 3х(1х120/35)	АПВВнг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АПВВнг-20* 3х(1х120/46/25)	АПВВнг-20* 3х(1х120/46/25)	АПВВнг-20* 3х(1х120/46/25)	АПВВнг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)
Функция	С	С	С	С
КРУЭ ЭПА	ЛВН	ЛВН	ЛВН	ШР

Номер ячейки	6	4	2
Наименование линии	Блок КЛ	Т-Б	Луч Б
Марка и сечение кабелей СН 10кВ	АПВВнг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)	АПВВнг-LS-10* 3х(1х95/25)	АПВВнг-LS-10* 3х(1х120/240/35/50)
Марка и сечение кабелей СН 20кВ	АПВВнг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)	АПВВнг-LS-20* 3х(1х95/16)	АПВВнг-LS-20* 3х(1х120/240/46/25)
Функция	С	V	С
КРУЭ ЭПА	ШВН	ВВ	СР

- М - моторный привод
- Б - дополнительные блок-контакты
- БЭМП-Р-АП - реле защиты
- ⊖ - обогривающий элемент
- ТМ - устройство ТМ
- И - УТЗ (указатель тока КЗ)
- ⊗ - индикатор наличия напряжения
- Y - шпильки для питания КЛ
- - Трансформаторы тока



N авт. выкл./фидера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование линии *****														
Кабель *****														
Марка														
Сечение, мм														
Мощность, кВт *****														
Расчетный ток, А *****														
Ном.ток моноблока/авт выкл.А	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
Ток плавкой вставки,А*****	250	250	250	250	630	400	250	250	250	250	250	250	250	250
Тр-ры тока, Iп*****/5А														
Тр-ры тока, кл.точн.*****														
N счетчика ЭЭ														

N авт. выкл./фидера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование линии *****														
Кабель *****														
Марка														
Сечение, мм														
Мощность, кВт *****														
Расчетный ток, А *****														
Ном.ток моноблока/авт выкл.А	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
Ток плавкой вставки,А*****	250	250	250	250	250	400	250	250	250	250	250	250	250	250
Тр-ры тока, Iп*****/5А														
Тр-ры тока, кл.точн.*****														
N счетчика ЭЭ														

Порядок заполнения привязки однолинейной схемы указан на листе 2.1

Электрооборудование, примененное в данном проекте, к моменту включения ТП должно быть согласовано

КДО ПАО "Россети- Московский регион" или аттестовано в ПАО "Россети"

тип трансформатора тока:

ТШ-ЭК-0,66 М7АК285-10Р10-5-400/5 У2 - с дополнительной испытательной обмоткой

*Согласовано с СРЗ*

ПАО «Россети Московский регион»  
Новая Москва

тел. \_\_\_\_\_

НМ-103/23-ПИР

Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ  
в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково

Блочная комплектная трансформаторная подстанция в ж/б оболочке с силовыми трансформаторами мощностью 2х250кВА

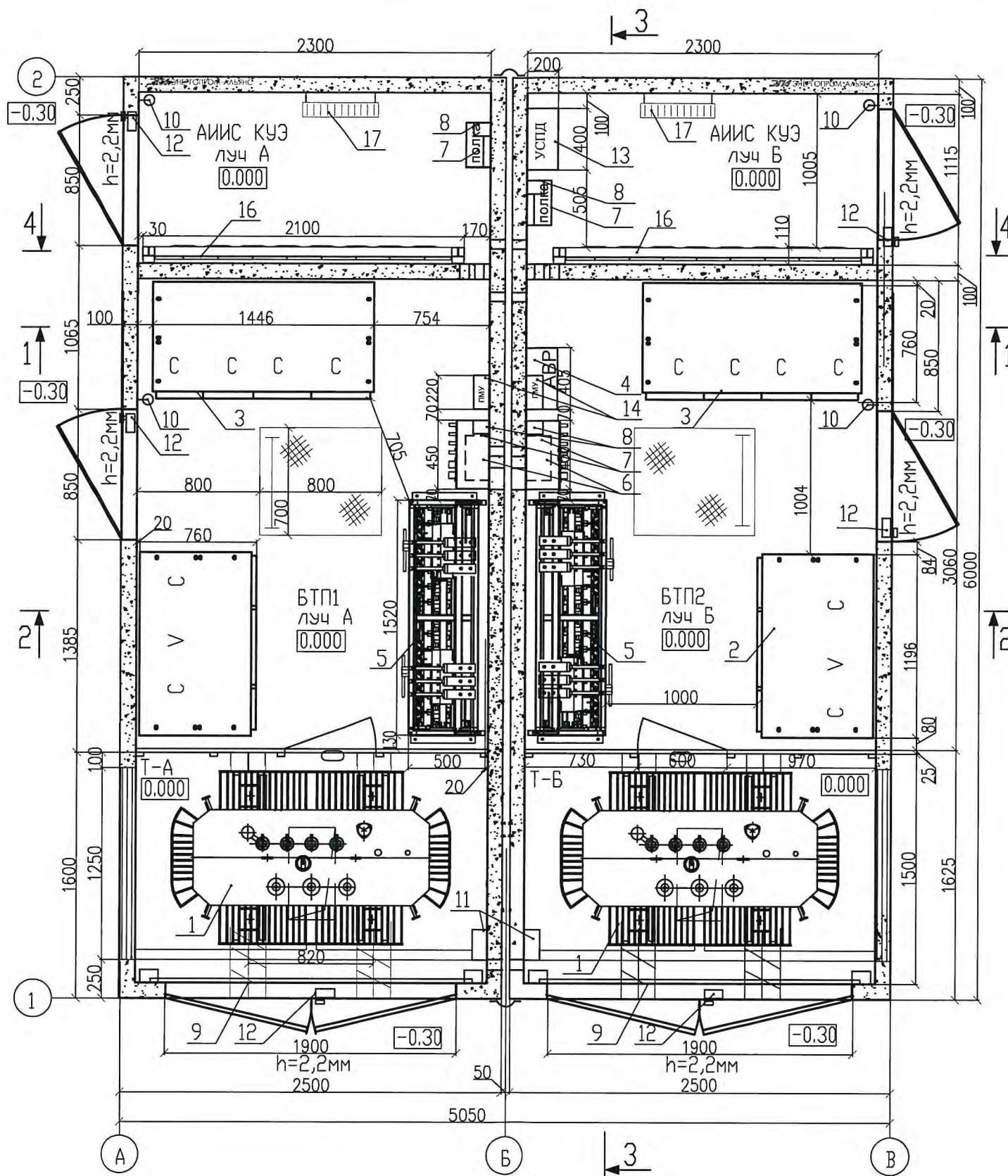
Принципиальная однолинейная схема

Стадия Лист Листов  
Р 3

ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Боярин				
Нач.отд.	Гончарук				
Проверил					
ГИП	Боярин				
Н.контр					





Поз	Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
1	ТМГ 250 кВА У/Зн-11 **	Трансформатор силовой масляный герметичный	2	
2	КРУЭ ЭПА функции СВС	Комплектное РУ (трансформаторный блок)	2	
3	КРУЭ ЭПА функции СССС	Комплектное РУ (кабельный блок)	2	
4	АВР 6-20 ТУ	Устройство автоматического ввода резерва	1	
5	ШНН-ЭПА-14-2500(1600)****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 14 присоединений	2	
	ШНН-ЭПА-8-2500(1000)- (Н)****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 8 присоединений и одним отх а/в: - HGS 250 А с расцепителем GPR LP		
	ШНН-ЭПА-6-2500(1600)-2500 (Н) ****	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 6 присоединений и одним отх а/в: - HGS 2500 А с расцепителем GPR LP		
6	ШПСН-ЭПА	Шкаф питания собственных нужд	2	
7	А-300.04.00.00А	Полка инвентарная	4	
8	ИТР-3	Терморегулятор с датчиком в боксе (10А, 220В)	4	
9	ЭПА 016.00.00.000	Барьер съемный	2	
10	ШО-15У1 (ШУ-35У1 для 20кВ)	Изолирующая штанга	4	
11	ЭПА 006.01.00.000	Кожух для защиты кабеля	2	
12	ИО-102-20	Конечный выключатель	6	
13	УСПД	Шкаф УСПД	1	см. примечания п.2.3
14	ПМУ	Пост местного управления	2	см. примечания п.2.3
15	ЭСИ 300.11.00 Б	Инвентарная подставка	2	
16	ПУ1, ПУ2	Панель учета со счетчиками согласно схеме	2	до 15 счетчиков
17	ЭВНБ-1,0/220 УХЛ4	Печь электрическая 1кВт, 220В	2	

#### Примечания:

1. Электрооборудование, примененное в данном проекте, к моменту включения ТП должно быть согласовано КДО ПАО "Россети- Московский регион" или аттестовано в ПАО "Россети".

2. Тип, изготовитель, комплектация УСПД, ПМУ определяется по отдельному проекту.

3. Система учета электроэнергии обеспечивает интеграцию с системой АИИС КУЭ ПАО "Россети-Московский регион".

4. Высота наземных блоков в чистоте - 2480мм, объемных прямков в чистоте - 1500мм

5. На компоновке показаны:

- силовой трансформатор ТМГ12 1250/10.

- ШНН-ЭПА-8-2500(1600)-2000(Н)

Привязку силовых трансформаторов в трансформаторном отсеке см. лист 7.

6. 2БКТП производства ООО "ЭП-А" представляет собой готовое изделие, полностью укомплектованное оборудованием.


\*\* п.1 Указать тип (например: ХК1, ТМГ12), мощность, номинальное напряжение силового трансформатора,

\*\*\*\*п. 5 указать тип ШНН-ЭПА (в соответствии с листом 2.1 (ненужное зачеркнуть))

в случае применения комбинированного ШНН-ЭПА указать номинальный ток отходящего авт, выкл.

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°
---------------	--------------	---------------

*Согласовано*  
**ПАО «Россети Московский регион»**  
**Новая Москва**  
 тел. *Винникова*

						НМ-103/23-ПИР								
						Реконструкция РУ-10кВ ТП-2102 с заменой ячеек РУ-10 кВ в т.ч. ПИР, г. Москва, ТиНАО, п. Внуковское, д. Внуково								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				Блочная комплектная трансформаторная подстанция в ж/б оболочке с силовыми трансформаторами мощностью 2х250кВА			Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Боярин											Р	4	
Нач.отд.	Гончарук													
Проверил														
ГИП		Боярин							Принципиальная однолинейная схема			ООО "ИНЖПРОЕКТСТРОЙ"		
Н контр														



Перечень точек учета

№	Наименование присоединения	Тип СИ	Место установки СИ	Мощность втор. обмоток ТТ, ВА	Козф-т безопасности FS	Межповерочный интервал, лет	Класс точности, погрешность	Предел (диапазон) измерений
1	Ввод-0,4кВ Луч А	СТЕМ300.153GSU	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
2	Ввод-0,4кВ Луч Б	СТЕМ300.153GSU	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5

г. Москва

«19» апреля 2017 г.

## АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ



# ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, МЕТРОПОЛИТЕНОВ И ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СВИДЕТЕЛЬСТВО

*о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства*

№ 05-П-02122009

Выдано члену саморегулируемой организации:

### Общество с ограниченной ответственностью

(полное наименование юридического лица; (фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя))

### «Инженерно-техническая компания Д-Системс»

ОГРН 5067746132889, ИНН 7728591834, 117393, г. Москва, Архитектора Власова ул., д. 39

(ОГРН (ОГРНИП), ИНН, адрес местонахождения (места жительства), дата рождения индивидуального предпринимателя)

Основание выдачи Свидетельства:

Решение Совет, протокол № 07 от «19» апреля 2017 г.

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

Начало действия с «19» апреля 2017 г.

Свидетельство без приложения не действительно.

Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного от 19 декабря 2016 г. № 05-П-02122009

Председатель Совета:



М.С. Слепак  
ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ



**ЛИСТ 1. ПРИЛОЖЕНИЕ**

к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства  
от «19» апреля 2017 г.  
№ 05-П-02122009

**Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:**  
объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Ассоциации Саморегулируемая организация «Лига проектировщиков подземных сооружений, метрополитенов и других объектов строительства» Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс» имеет Свидетельство:

№	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 электроснабжения 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

Председатель Совета:



М.С. Слепак

**ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ**



**ЛИСТ 2. ПРИЛОЖЕНИЕ**

к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства от «19» апреля 2017 г.  
№ 05-П-02122009

№	Наименование вида работ
	комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.10.	Работы по подготовке технологических решений объектов атомной энергетики и промышленности 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
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)

**Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс»** вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 50 000 000 (пятьдесят миллионов) рублей.

Председатель Совета:



М.С. Слепак  
ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ



**ЛИСТ 3. ПРИЛОЖЕНИЕ**

к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства  
от «19» апреля 2017 г.  
№ 05-П-02122009

**Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:**  
особо опасных и технически сложных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Ассоциации Саморегулируемая организация «Лига проектировщиков подземных сооружений, метрополитенов и других объектов строительства» Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс» имеет Свидетельство:

№	Наименование вида работ
1.	Работы по подготовке схемы планировочной организации 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
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
5.3.	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 электроснабжения 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
6.10.	Работы по подготовке технологических решений объектов атомной энергетики и промышленности и

Председатель Совета:



М.С. Слепак

**ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ**



**ЛИСТ 4. ПРИЛОЖЕНИЕ**

к Свидетельству о допуске к работам, по  
подготовке проектной документации, которые  
оказывают влияние на безопасность объектов  
капитального строительства  
от «19» апреля 2017 г.  
№ 05-П-02122009

№	Наименование вида работ
	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
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 «Инженерно-техническая компания Д-Системс» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 50 000 000 (пятьдесят миллионов) рублей.

Председатель Совета:



М.С. Слепак

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

## РАЗРАБОТАНО

Генеральный директор  
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

В. В. Харитонов  
«  »    2022 г.

## УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции  
производственного контроля  
ПАО «Россети»

А. Г. Картушин  
«28» января 2022 г.

### ПРОТОКОЛ № ИПД-6/22 от 28.01.2022 г.

по продлению срока действия заключения аттестационной комиссии  
от 15.12.2020 г. № ИЗ-82/20 и дополнению

Срок действия с 28.01.2022 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

## ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на базе оборудования TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009), производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи»:

- серверы АСУ ТП и СКСУ (основной/резервный) TOPAZ IEC DAS
- АРМ оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ
- система единого времени TOPAZ Метроном PTS
- сетевые коммутаторы TOPAZ SW5XX
- маршрутизатор и RedBox TOPAZ MX FW
- модули телемеханики (УСО) TOPAZ TM MTU5-Pr
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr/ DIN32C-Pr
- модули телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr/ DOUT16 MR-Pr
- измерительные преобразователи TOPAZ TM PM7-Pr (модификации D/E/W)
- устройства телемеханики серии TOPAZ (ITDS) исполнения HVD3-RTU5, HVD3-RTU7, AIN8-Pr
- контроллеры присоединения TOPAZ IEC DAS с панелью оператора TOPAZ HMI-I02 (с подключением по порту Ethernet)
- датчики температуры TOPAZ DT RS485

Программное обеспечение:

TOPAZ LINUX 1.0

TOPAZ SCADA 6

## ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»  
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

## СООТВЕТСТВУЕТ

техническим требованиям ПАО «Россети»

## РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения в качестве автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на электрических подстанциях 6-750 кВ ДЗО ПАО «Россети», включая подстанции ЕНЭС, на которых не требуется применение типовых шкафов, с приведенными в таблице типовыми структурами измерительных каналов.

## УТВЕРЖДАЮ



Руководитель Дирекции  
производственного контроля  
ПАО «Россети»

А. Г. Картушин  
« 25 » сентября 2020 г.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ № ПЗ – 60/20

Срок действия с 25.09.2020 г. по 25.09.2021 г.

#### ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, АСУ ТП, диспетчеризации и телекоммуникаций ТОРАЗ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009 от 25.10.2019) в составе и с архитектурой программно-технического комплекса телемеханики, автоматики, АСУ ТП, диспетчеризации и телекоммуникаций ТОРАЗ в соответствии с Руководством по эксплуатации ПЛСТ.421457.106 РЭ «Система сбора и передачи информации на базе программно-технического комплекса ТОРАЗ» Ред.9.2020 от 03.09.2020.

#### ЗАЯВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»  
ООО «ПиЭлСи Технолоджи» (117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

#### ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»  
ООО «ПиЭлСи Технолоджи» (117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

#### СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Россети»

#### РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения на электрических подстанциях 6-750 кВ ДЗО ПАО «Россети» в качестве системы сбора и передачи информации (ССПИ), в том числе, с применением протокола МЭК 61850-8-1, без использования МЭК 61850-9.2 и приведенными в таблице типовыми структурами измерительных каналов. Устройства ТОРАЗ HVD3 RTU5 и RTU7 применимы для ПС 6-110 (150) кВ ДЗО ПАО «Россети», не относящихся к ЕНЭС.

Для транспортировки и хранения устройств в составе ПТК при температуре ниже – 25°C необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования.



**РАЗРАБОТАНО**

Генеральный директор  
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

«  »    2021 г. В. В. Харитонов

**УТВЕРЖДАЮ**

Руководитель Дирекции  
производственного контроля  
ПАО «Россети»

«  02  »    декабря 2021 г. А. Г. Картушин

**ПРОТОКОЛ № ИПД-86/21 от 02.12.2021 г.**

по продлению срока действия Заключения аттестационной комиссии  
от 25.09.2020 г. № ПЗ-60/20

Срок действия с 02.12.2021 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

**ОБОРУДОВАНИЕ**

Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009):

- серверы ССПИ и СКСУ (основной/резервный) TOPAZ IEC DAS
- АРМ оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ
- система единого времени TOPAZ Метроном PTS
- сетевые коммутаторы TOPAZ SW5XX
- маршрутизатор и RedBox TOPAZ MX FW
- модули телемеханики (УСО) TOPAZ TM MTU5-Pr
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr/ DIN32C-Pr
- модули телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr/ DOUT16 MR-Pr
- измерительные преобразователи TOPAZ TM PM7-Pr (модификации D/E/W)
- устройства телемеханики серии TOPAZ (ITDS) (исполнения HVD3-RTU5, RTU7, AIN8-Pr)
- преобразователи аналоговых сигналов (AMU)
- контроллеры присоединения TOPAZ IEC DAS с панелью оператора TOPAZ HMI-I02 (с подключением по порту Ethernet)
- датчики температуры TOPAZ DT RS485

Программное обеспечение:

TOPAZ LINUX 1.0

TOPAZ SCADA 6

**ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»  
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

**СООТВЕТСТВУЕТ**

техническим требованиям ПАО «Россети»

**РЕКОМЕНДУЕТСЯ**

для применения на электрических подстанциях 6-750 кВ ДЗО ПАО «Россети» в качестве системы сбора и передачи информации (ССПИ) с приведенными в таблице типовыми структурами измерительных каналов.

**УТВЕРЖДАЮ**



Руководитель Дирекции  
производственного контроля  
ПАО «Россети»

А. Г. Картушин

« 22 » июня 2020 г.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ  
АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ  
№ ПЗ – 44/20**

**Срок действия с 22.06.2020 г. по 22.06.2021 г.**

**ОБОРУДОВАНИЕ**

Роутер TORAZ GSM (ТУ 4230-003-89466010-2012).

Идентификационное наименование ПО: TORAZ Linux.

номер версии (идентификационный номер) ПО: V.1.0

**ЗАЯВИТЕЛЬ**

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»  
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»  
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

**СООТВЕТСТВУЕТ**

Техническим требованиям ПАО «Россети»

**РЕКОМЕНДУЕТСЯ**

для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» в качестве устройства, предназначенного для решения задач организации связи, автоматизации, телемеханики и диспетчеризации. Для транспортировки и хранения устройства при температуре ниже – 25°C необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования. Для защиты от проникновения твердых предметов и воды необходимо размещение устройства в шкафах со степенью защиты, определяемой проектным решением.

Запрещается передача и перепечатка и публикация материалов настоящего заключения  
без разрешения ПАО «Россети»

**РАЗРАБОТАНО**

Генеральный директор  
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

«  »    2021 г. В. В. Харитонов

**УТВЕРЖДАЮ**

Руководитель Дирекции  
производственного контроля  
ПАО «Россети»

«13»    2021 г. А. Г. Картушин

**ПРОТОКОЛ № ПП-49/21 от 13.07.2021 г.**

по продлению срока действия Заключения аттестационной комиссии  
от 22.06.2020 № ПЗ-44/20

Срок действия с 13.07.2021 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

**ОБОРУДОВАНИЕ**

Роутер TOPAZ GSM (ТУ 4230-003-89466010-2012).

Идентификационное наименование ПО: TOPAZ Linux.

номер версии (идентификационный номер) ПО: V.1.0.

**ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»  
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

**СООТВЕТСТВУЕТ**

техническим требованиям ПАО «Россети»

**РЕКОМЕНДУЕТСЯ**

для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» в качестве устройства, предназначенного для решения задач организации связи, автоматизации, телемеханики и диспетчеризации. Для транспортировки и хранения устройства при температуре ниже – 25°С необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования. Для защиты от проникновения твердых предметов и воды необходимо размещение устройства в шкафах со степенью защиты определяемой проектным решением.



№ EAЭC RU C-RU.HP15.B.00540/20

Серия RU № 0257274

## ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ

Общества с ограниченной ответственностью "Оценка продукции и систем менеджмента"

Место нахождения: 115516, Россия, город Москва, улица Промышленная, дом 11 строение 3, этаж 4, помещение 1, комната 19Б, офис 69

Адрес места осуществления деятельности: 115533, РОССИЯ, Город Москва, проспект Андропова, дом 22, 9 этаж, комната № 23, помещение № 1

Регистрационный номер аттестата аккредитации № RA.RU.11HP15, дата регистрации 25.04.2019 года.

Телефон: +7 903 119 8810 Адрес электронной почты: [ocenkapr@mail.ru](mailto:ocenkapr@mail.ru)

## ЗАЯВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"

Место нахождения: 117449, Россия, город Москва, улица Винокурова, 3

Адрес места осуществления деятельности: 117246, Россия, город Москва, проезд Научный, дом 17, основной государственный регистрационный номер 5087746385953

Телефон: +74951390405 Адрес электронной почты: [sales@tpz.ru](mailto:sales@tpz.ru)

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"

Место нахождения: 117449, Россия, город Москва, улица Винокурова, 3

Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 117246, Россия, город Москва, проезд Научный, дом 17

## ПРОДУКЦИЯ

Устройства телемеханики, типы: TOPAZ ADS, TOPAZ ASR, TOPAZ AU, TOPAZ AVS, TOPAZ CI, TOPAZ CPC, TOPAZ DRP, TOPAZ ELP, TOPAZ EVS, TOPAZ FBU, TOPAZ FOS, TOPAZ FW, TOPAZ GSM, TOPAZ HMI, TOPAZ HVD3, TOPAZ IEC DAS, TOPAZ TOPAZ MC DIN, TOPAZ MC DOUT, TOPAZ MC RTU, EOPAZ MC SW, TOPAZ MRP, TOPAZ MU, TOPAZ NPort, TOPAZ OCTU, PSC DT, TOPAZ PSI, TOPAZ PW, TOPAZ RedBox, TOPAZ REP, TOPAZ RPS, TOPAZ RS485, TOPAZ RSP, TOPAZ SCU, TOPAZ TOPAZ SHDSL, TOPAZ SVAM, TOPAZ SW, TOPAZ T-DIO, TOPAZ TM AIN, TOPAZ TM AOUT, TOPAZ TM DIN, TOPAZ TM ITU, TOPAZ TM PM7, TOPAZ USB Config KIT, TOPAZ VR, TOPAZ AK, TOPAZ B4, TOPAZ Метроном PTS, TOPAZ ПР, TOPAZ TOPAZ ADMU, TOPAZ RTDU, TOPAZ ETH, TOPAZ FUS, TOPAZ TM CIN, TOPAZ TM EM, TOPAZ EDAS, TOPAZ ESU.

Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 9030400000

**СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ**

Технического регламента Таможенного союза "О безопасности низковольтного оборудования" (ТР ТС 004/2011)

Технического регламента Таможенного союза "Электромагнитная совместимость технических средств" (ТР ТС 020/2011)

**СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ**

протоколов испытаний №№ 19/1-20/св, 19-

20/св от 14.07.2020 года, выданных Испытательной лабораторией (центр) радиоэлектронной аппаратуры и бытовых электроприборов общества с ограниченной ответственностью «Испытательная лаборатория радиоэлектронной аппаратуры и бытовых электроприборов» (ИНН 77-07-000000, ОГРН 1047707000000, ОГРНИП 1047707000000) протоколов испытаний №№ 19/1-20/св, 19-

электронных приборов общества с ограниченной ответственностью "Александровский испытательный центр", аттестат аккредитации RA.RU.21M057

Акта о результатах анализа состояния производства № 20200605-10/01 от 23.06.2020 года

Схема сертификации: 1с

## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Условия и сроки хранения продукции, срок службы (должности) указаны в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации.

Условия соблюдения требований технического регламента ГОСТ IEC 60950-1-2014 "Оборудование информационных технологий. Требования к средствам электромагнитной. Эмиссия гармонических составляющих до технических средств с потребляемым током не более 16 А (в стандартной электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах 16 А (в одной фазе), подключаемых к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы измерения информационных технологий. Радиопомехи промышленных. Нормы и методы измерения". ГОСТ CISPR 24-2013

Устойчивость к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний"

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.07.2020

ПО 14.07.2025

## ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное  
лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)  
(эксперты (эксперты-аудиторы))

# Heint

(подпись)

Петри  
М.П.  
«Оценка продукции  
и систем менеджмента»  
Егорова Кр

Петри Денис Андреевич  
(Ф.И.О.)

Егорова Кристина Станиславовна  
(Ф.И.О.)



СЕРИЯ **КИ** 0269



НОМЕР 013509

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ И ЭКСПОРТНОМУ КОНТРОЛЮ

# ЛИЦЕНЗИЯ

**НА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО РАЗРАБОТКЕ И  
ПРОИЗВОДСТВУ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ  
КОНФИДЕНЦИАЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ**

Регистрационный номер 1329 от 23 октября 2014 г.

*Лицензия предоставлена*

Обществу с ограниченной ответственностью

«ПиЭлСи Технолоджи»

(ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)

ОГРН 5087746385953, ИНН 7727667738

*Адрес места нахождения:*

117449, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3

*Адрес места осуществления лицензируемой деятельности:*

117246, г. Москва, Научный проезд, д. 17

**Перечень работ, на которые распространяется настоящая лицензия:**

разработка средств защиты конфиденциальной информации: программных (программно-технических) средств защиты информации; защищенных программных (программно-технических) средств обработки информации; программных (программно-технических) средств контроля защищенности информации;

производство средств защиты конфиденциальной информации: программных (программно-технических) средств защиты информации; защищенных программных (программно-технических) средств обработки информации; программных (программно-технических) средств контроля защищенности информации.

*Лицензия предоставлена*

на основании приказа ФСТЭК России от

23 октября 2014 г. № 480-л

*Лицензия действует бессрочно*

Заместитель директора



А.Куц





Центр по лицензированию, сертификации и защите  
государственной тайны ФСБ России

(наименование лицензирующего органа)

**ЛИЦЕНЗИЯ**

ЛСЗ № 0015122 \* Рег. № 16434 Н от « 30 » января 2018 г.

На осуществление (указывается лицензируемый вид деятельности) разработки, производства, распространения шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств, выполнения работ, оказания услуг в области шифрования информации, технического обслуживания шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств (за исключением случая, если техническое обслуживание шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств, осуществляется для обеспечения собственных нужд юридического лица или индивидуального предпринимателя)

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности» (указываются в соответствии с перечнем работ (услуг), установленным положением о лицензировании соответствующего вида деятельности):

работы, предусмотренные пунктами 2, 3, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26 перечня выполняемых работ и оказываемых услуг, составляющих лицензируемую деятельность, в отношении шифровальных (криптографических) средств, являющегося приложением к Положению, утвержденному постановлением Правительства Российской Федерации от 16 апреля 2012 г. № 313.

Настоящая лицензия предоставлена (указываются полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование (в том числе фирменное наименование), организационно-правовая форма юридического лица, фамилия, имя и (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя, наименование и реквизиты документа, удостоверяющего его личность)

Обществу с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)

Основной государственный регистрационный номер юридического лица (индивидуального предпринимателя) (ОГРН) 5087746385953

Идентификационный номер налогоплательщика 7727667738



Место нахождения и места осуществления лицензируемого вида деятельности (указываются адрес места нахождения (место жительства - для индивидуального предпринимателя) и адреса мест осуществления работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности)

Место нахождения:

117449, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3

Места осуществления лицензируемого вида деятельности:

117246, г. Москва, Научный проезд, д. 17

Настоящая лицензия предоставлена на срок: **бессрочно**

Настоящая лицензия предоставлена на основании решения лицензирующего органа — приказа (распоряжения) от « 30 » января 2018 г. № 76

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа — приказа (распоряжения) от «        »                                  г. №                         

Настоящая лицензия имеет        приложение (приложения), являющееся её неотъемлемой частью на        листах.

Первый заместитель начальника  
Центра



(подпись уполномоченного лица)

С.А.Финогеев  
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

# IEC 61850 Certificate Level A<sup>1</sup>

No. 10057347-INC 17-2443

**Issued to:**

PLC Technology  
117449 Vinokurova st. 3  
Moscow  
Russian Federation

**For the server product:**

TOPAZ IEC DAS MX240 with modules TM BIN16 and PM7  
Multifunctional measurement, communication,  
automation and control unit  
Firmware version: iec850s v.2.1.0.4 with core v.2.0.2.1  
TOPAZ IEC DAS S/N: 2400001105  
TOPAZ TM BIN16 S/N: 4750001939  
TOPAZ TM PM7 S/N: 4720003057

The server product has not been shown to be non-conforming to:

## IEC 61850 Edition 2 Parts 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 and 8-1

Communication networks and systems for power utility automation

The conformance test has been performed according to IEC 61850-10 Edition 2, the UCA International Users Group Edition 2 Server Test Procedures version 1.0 with TPCL<sup>2</sup> 1.2.3 with product's protocol, model and technical issue implementation conformance statements: "Protocol Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated February 02, 2017", "Model Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated February 15, 2017" and "TISSUES Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated March 03, 2017" and the extra information for testing: "Protocol Implementation eXtra Information for Testing (PIXIT) for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated July 18, 2017".

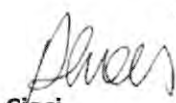
The following IEC 61850 conformance blocks have been tested with a positive result (number of relevant and executed test cases / total number of test cases):


1 Basic Exchange (20/26)	9a GOOSE Publish (10/13)
2 Data Sets (4/7)	9b GOOSE Subscribe (12/14)
5 Unbuffered Reporting (21/21)	12a Direct Control (5/18)
6 Buffered Reporting (30/30)	12d Enhanced SBO Control (15/28)
	13 Time Synchronization (3/7)
	14 File Transfer (5/8)

This certificate includes a summary of the test results as carried out at NTC in Russia with UniCA 61850 Client Simulator 4.31.02 with test suite Ed2 4.32.06 and UniCA 61850 Analyzer 5.31.02. This document has been issued for information purposes only, and the original paper copy of the DNV GL verification report No. 10057347-INC 17-2442 will prevail.

The test has been carried out on one single specimen of the product as referred above and submitted to DNV GL by PLC Technology. The manufacturer's production process has not been assessed. This certificate does not imply that DNV GL has approved any product other than the specimen tested.

Arnhem, July 20, 2017

  
**P. Croci**  
Business Director  
Intelligent Networks and Communication

**Issued by:**  
  
**DNV GL**  
DNV KEMA is now DNV GL

  
**R. Schimmel**  
Verification Manager

<sup>1</sup> Level A - Independent test lab with certified ISO 9001 Quality System

<sup>2</sup> TPCL - Test procedures change list

Copyright © DNV GL Netherlands B.V. Arnhem, the Netherlands. All rights reserved. It is prohibited to update or change this certificate in any manner whatsoever, including but not limited to dividing it into parts.



Applicable Test Procedures from the UCA International Users Group Edition 2 Server Test Procedures version 1.0 with TPCL 1.2.3

Conformance Block	Mandatory	Conditional
1: Basic Exchange	sAss1, sAss2, sAss3, sAssN2, sAssN3, sAssN4, sAssN5, sSrv1, sSrv2, sSrv3, sSrv4, sSrv5, sSrvN1abcd, sSrvN4	sAssN6, sSrv6, sSrv8, sSrvN1e, sSrvN1f, sSrvN3
2: Data Sets	sDs1, sDs10a, sDsN1ae	sDs15
5: Unbuffered Reporting	sRp1, sRp2, sRp3, sRp4, sRp5, sRp9, sRp14, sRp15, sRpN1, sRpN2, sRpN3, sRpN4, sRpN8	sRp6, sRp7, sRp8, sRp10, sRp11, sRp12, sRp13, sRpN5
6: Buffered Reporting	sBr1, sBr2, sBr3, sBr4, sBr5, sBr9, sBr14, sBr15, sBr20, sBr21, sBr22, sBr25, sBr26, sBr27, sBr28, sBrN1, sBrN2, sBrN3, sBrN4, sBrN5, sBrN8	sBr6, sBr7, sBr8, sBr10, sBr11, sBr12, sBr13, sBr23, sBr24
9a: GOOSE publish	sGop2a, sGop3, sGop4, sGop9, sGop10, sGop11	sGop1, sGop6, sGop7, sGopN1
9b: GOOSE subscribe	sGos1, sGos2, sGos3, sGos5, sGos6a, sGos7, sGosN1, sGosN2, sGosN3, sGosN4, sGosN5, sGosN6	
12a: Direct control	sCtl5, sCtl10, sDOns1, sDOns2	sCtl16
12d: Enhanced SBO Control	sCtl5, sCtl8, sCtl9, sCtl10, sCtl11, sCtl25, sSBOes1, sSBOes2, sSBOes6, sSBOes8	sCtl4, sCtl6, sCtl7, sCtl16, sCtl26
13: Time sync	sTm1, sTm2, sTmN1	
14: File transfer	sFt1, sFt2ab, sFt4, sFt5, sFtN1ab	

UCA

«Международная Группа Пользователей»

## Сертификат международной электротехнической комиссии МЭК 61850б уровень А<sup>1</sup>

№ 100573447-INC 17-2443

**Выдано:**

АО «Технология»  
Российская Федерация  
Москва 117449  
ул. Винокурова, 3

**Для серверного продукта:**

TOPAZ IEC DAS MX240 с модулями TM BIN16 и PM7  
Мультифункциональный измерительный прибор, станция связи, узел автоматики и управления  
Аппаратно-программное обеспечение: iec850s версия 2.1.0.4 с оперативной памятью версия 2.0.2.1  
TOPAZ IEC DAS S/N: 2400001105  
TOPAZ TM BIN16 S/N: 4750001939  
TOPAZ TM PM7: S/N: 4720003057

Серверный продукт показал, что он соответствует:

### **IEC 61850 Редакция 2 Части 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 и 8-1**

Сети и системы связи для автоматической энергосистемы

Тест на соответствие проведен в соответствии с условиями стандарта МЭК 61850-10, Редакция 2, Процедуры тестовых испытаний серверного оборудования «Группы Международных Пользователей UCA», Редакция 2Б, версия 1.0, Список изменений процедур тестовых испытаний 1.2.3, со следующей декларацией соответствия реализации протокола, модели и технических вопросов продукции: «Декларация соответствия реализации протокола для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 2 февраля 2017 г.», «Декларация соответствия реализации модели для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 15 февраля 2017 г.», «Декларация о реализованных исправлениях допущенных ошибок и неточностей для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 3 марта 2017 г.», а также дополнительная информация о тестовых испытаниях: «Дополнительная информация о реализации протокола для тестовых испытаний (PIXT) для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 18 июля 2017 г.»

Следующие блоки соответствия МЭК 61850 прошли испытания с положительным результатом (количество соответствующих и проведенных испытаний / общее количество испытаний):

1. Базовый обмен (20/26) 2. Наборы данных (4/7) 3. Небуферизованная отчетность (21/21) 4. Буферизованная отчетность (30/30)	9а. Публикация системы «горизонтального» обмена информацией между устройствами (10/13) 9b. Подписка на систему «горизонтального» обмена информацией между устройствами (12/14) 12а. Прямое управление (5/18) 12d. Усиленный SBO-контроль (15/28) 13. Синхронизация времени 14. Перенос файла (5/8)
--	---



Данный сертификат включает итоговые результаты тестовых испытаний в Национальном испытательном центре России по UniCA 61850, Моделирующее устройство 4.31.02, набор тестов 4.32.06 и UniCA 61850, Анализатор 5.31.02. Документ выдан только в целях предоставления информации, и оригинал документа Отчет о верификации DNV GL («Дет Ношке Веритас – Германиский Ллойд») №10057347-INC 17-2442 имеет преимущественную силу.

Тестовое испытание проводилось на одном образце продукции, как было указано выше, и предоставлено DNV GL компанией «Технология» АО. Производственный процесс производителя не оценивался. Настоящий сертификат не подразумевает, что DNV GL утвердило продукцию, кроме испытываемого образца.

Арнем, 20 июля 2017 г.

Выдано: DNV GL (ONV KEMA сейчас DNV GL)

П. Чочи  
Коммерческий директор  
«Интеллидгент Нетуоркс энд Коммьюникейшн»

Р. Схиммель  
Менеджер технического контроля

<sup>1</sup>Уровень А – независимая испытательная лаборатория, сертифицированная по Системе Качества ISO 9001

Авторское право принадлежит компании DNV GL B.V., Арнем, Нидерланды. Все права сохранены. Данный сертификат запрещено корректировать или изменять каким-либо образом, включая, но не ограничиваясь, деление его на части.

DNV GL Netherlands B.V. Утрехтсевер 310, 6812 AP Арнем, п/я 9035, 6800, Арнем, Нидерланды  
Тел: +31 26 356 9111 Факс: +31 26 351 36 83 salesdesk@dnvgl.com

Существующие процедуры тестовых испытаний «Группы международных пользователей UCA»

Соответствие	Обязательное	Условное
1: Базовый обмен	sAss1, sAss2, sAss3, sAssN2, sAssN2, sAssN3, sAssN4, sAssN5, sSrv1, sSrv2, sSrv3, sSrv4, sSrv5, sSrvN1abcd, sSrvN4	sAssN6, sSrv6, sSrv8, sSrvN1e, sSrvN1fsSrvN3
2: Наборы данных	sDs1, sDs10a, sDsN1, sDsN1ae	sDs15
5: Небуферизованная отчетность	sRp1, sRp2, sRp3, sRp4, sRp5, sRp9, sRp14, sRp15, sRpN1, sRpN2, sRpN3, sRpN4, sRpN8	sRp6, sRp7, sRp8, sRp10, sRp11, sRp12, sRp13, sRpN5
6: Буферизованная отчетность	sBr1, sBr2, sBr3, sBr4, sBr5, sBr9, sBr14, sBr15, sBr20, sBr21, sBr22, sBr25, sBr26, sBr27, sBr28, sBrN1, sBrN2, sBrN3, sBrN4, sBrN5, sBrN8	sBr6, sBr7, sBr8, sBr10, sBr11, sBr12, sBr13, sBr23, sBr24
9a: Публикация системы «горизонтального» обмена информацией между устройствами	sGop2a, sGop3, sGop4, sGop9, sGop10, sGop11	sGop1, sGop6, sGop7, sGopN1
9b: Подписка на систему «горизонтального» обмена информацией между устройствами	sGos1, sGos2, sGos3, sGos4, sGos5, sGos6a, sGos7, sGosN1, sGosN2, sGosN3, sGosN4, sGosN5, sGosN6	



12a: Прямое управление	sCtl5, sCtl10, sDons1, sDons2	sCtl16
12d: Усиленный SBO-контроль	sCtl5, sCtl18, sCtl9, sCtl10, sCtl11, sCtl25, sSBOes1, sSboes2, SSBOes6, sSBOes8	sCtl4, sCtl6, sCtl7, sCtl16, sCtl26
13: Синхронизация времени	sTm1, sTm2, sTmN1	
14: Перенос файла	sFt1, sFt2ab, sFt4, sFt5, sFtN1ab	

*Translated by Valeriya Kaganova /signed/*

*Перевод выполнил переводчик*

*Каганова Валерия Сергеевна*

*Каганова Валерия Сергеевна*

## Российская Федерация

**Город Москва.**

**Первого марта две тысячи восемнадцатого года.**

Я, Жлобо Игорь Геннадьевич, нотариус города Москвы, свидетельствую подлинность подписи переводчика Кагановой Валерии Сергеевны.

Подпись сделана в моем присутствии.

Личность подписавшего документ установлена.

Зарегистрировано в реестре: № **50/372-н/77-2018-** *9-463*

Взыскано государственной пошлины (по тарифу): 100 руб. 00 коп.

Уплачено за оказание услуг правового и технического характера: 200 руб. 00 коп.



И.Г. Жлобо



Всего прошнуровано, пронумеровано и  
скреплено печатью 5 (пять) лист(-а, -ов)  
Нотариус Иванов





ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.C.33.004.A № 64392**

**Срок действия до 14 декабря 2021 г.**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**  
**Устройства сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**  
**Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"**  
**(ООО "ПиЭлСи Технолоджи"), г. Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 65921-16**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**  
**ПЛСТ.421457.11.МП**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 10 лет**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **14 декабря 2016 г. № 1878**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



С.С.Голубев

..... 2016 г.

Серия СИ

№ 026281



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



# СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012619552

ТОPAZ

Правообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (RU)*

Автор(ы): *Не указаны*

Заявка № 2012617143

Дата поступления **23 августа 2012 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ  
**22 октября 2012 г.**

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

