



**Общество с ограниченной ответственностью
«Томскэлектросетьпроект»**

Заказчик: АО «ИЭСК»

**«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1
мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА)
(прирост мощности 9 МВА)»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения**

**Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 4. Учёт электроэнергии**

Ю68-371-ИОС1.4

Том 5.1.4

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26



Общество с ограниченной ответственностью
«Томскэлектросетьпроект»

Заказчик: АО «ИЭСК»

«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1
мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА)
(прирост мощности 9 МВА)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения**

**Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 4. Учёт электроэнергии**

Ю68-371-ИОС1.4

Том 5.1.4

Директор

О.Г. Агеенко

Главный инженер проекта

Д.В. Ершов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	107-26		26.06.26

2026

Разрешение		Обозначение		Ю68-371-ИОС1.4			
107-26		Наименование объекта строительства		«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)»			
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание	
1	Зам.	<u>Ю68-371-ИОС1.4</u> Внесены изменения согласно замечаниям			3	Изменения внесены на основании письма ИЭСК-РС-4342/26 от 22.06.26 г.	

Согласовано

И.контр.

26.06.26

Артемова

Изм. внес	Тестов		26.06.26	ООО «Томскэлектросетьпроект»	Лист	Листов
Составил	Тестов		26.06.26		1	1
ГИП	Ершов		26.06.26			
Утв.	Ершов		26.06.26			

Содержание

Введение	2
1 Общие положения.....	3
1.1 Описание системы в целом.....	3
1.2 Описание структуры проектируемой АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок	3
2 Основные технические решения.....	6
2.1 Организация учёта электроэнергии	6
2.2 Структура АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок	13
2.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы.	15
2.4 Решения по режимам функционирования системы.....	16
2.5 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы.....	17
2.6 Решения по защите применяемых компонентов АСКУЭ	17
2.7 Решения по электропитанию компонентов АСКУЭ.....	19
2.8 Решения по организации эксплуатации оборудования АСКУЭ.....	20
2.9 Состав работ по реконструкции АСКУЭ.....	21
3 Техническое обеспечение АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок.....	22
3.1 Решения по организации системы обеспечения единого времени	22
4 Решения по информационному обеспечению.....	23
4.1 Состав информационного обеспечения.....	23
4.2 Организация информационного обеспечения.....	24
4.3 Организация внемашинной информации	24
4.4 Организация внутримашинной информации	24
4.5 Решения по лингвистическому обеспечению	25
5 Перечень оборудования и материалов АСКУЭ.....	26
5.1 Основное оборудование	26
5.2 Обоснование выбора комплекта ЗИП	27
6 Список использованных сокращений.....	29
Ссылочные нормативные документы	30
Таблица регистрации изменений	32

Взам. инв. №		Подп. и дата																			
Инв. № подл.												Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ									
		1	–	Зам.	107-26	<i>Мель</i>	26.06.26														
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата														
		Разраб.	Тестов		<i>Мель</i>	17.06.26															
		Пров.	Нефедченко		<i>Неф</i>	17.06.26															
												Текстовая часть									
Н. контр.		Артемова		<i>Ар</i>	17.06.26																
ГИП		Ершов		<i>Ерш</i>	17.06.26																
												Стадия		Лист		Листов					
												П		1		32					
														ООО «Томскэлектросетьпроект»							

Введение

Настоящий проект разрабатывается в рамках расширения ПС 35 кВ Военный городок с заменой трансформатора Т-1, мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА (прирост мощности 9 МВА).

Заказчик – АО «ИЭСК». Вид работ – реконструкция.

Реконструируемая ПС 35 кВ Военный городок расположена: Российская Федерация, Ленинский район г. Иркутск, ул. Тракторная.

Основанием для проектирования по титулу «Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)» служат следующие документы:

- 1. Задание на разработку проектной и рабочей документации по титулу «Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)»;
- 2. Инвестиционная программа АО «ИЭСК» на 2020-2024 гг.
- 3. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024 - 2029 года утверждённая приказом Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095.

Инв. № подл.						Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							2
Подп. и дата							
Взам. инв. №							
1	–	Зам.	107-26	Мед	26.06.26		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1 Общие положения

При проектировании выполнены мероприятия, обеспечивающие современные требования к техническому и коммерческому учету электроэнергии (в соответствии с ПУЭ и типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении).

1.1 Описание системы в целом

Комплекс работ по организации автоматизированной информационно-измерительной системы контроля и учёта электроэнергии выполняется в соответствии с титулом «Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)». Работы по реконструкции подстанции будут подразделяться на два пусковых комплекса.

Проектом предусматривается на первом пусковом комплексе установка нового шкафа учёта в здании ОПУ, подключение к счётчикам измерительных цепей реконструируемых ячеек ОРУ-35 кВ.

На втором пусковом комплексе проектом предусматривается подключение к счётчикам измерительных цепей реконструируемых ячеек ОРУ-35 кВ и подключение счётчиков сооружаемых ячеек КРУН-6 кВ,

Полное наименование системы – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) ПС 35 кВ Военный городок.

Сокращённое наименование: **АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок.**

Техническая политика в области автоматизации подстанций ЕНЭС ориентирована на создание современных интегрированных систем на базе микропроцессорных устройств и развитой информационно-вычислительной инфраструктуры.

Целью создания АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок является автоматическое измерение и учёт активной и реактивной электроэнергии и мощности с привязкой всех измерений электроэнергии и мощности к единому календарному времени; передача измерений в существующую автоматизированную систему учёта электроэнергии.

1.2 Описание структуры проектируемой АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок

Структура проектируемой системы учёта электроэнергии подстанции построена, как иерархическая распределённая система, работающая синхронно с технологическими процессами, оснащённая средствами сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации. Иерархическая структура АСКУЭ представляет собой три уровня:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ		Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Мизг</i>	26.06.26			3

1-ый уровень АСКУЭ

Область информационно измерительных комплексов (ИИК). В (совокупность точек учёта) входят все точки учёта, задействованные в системе АСКУЭ. Данная область выполняет функцию проведения измерений.

ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений во всех точках измерений. В его состав входят:

- счётчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

Перечень проектируемых измерительных комплексов приведён в таблице 2.1.2.

Установка проектируемых счетчиков электрической энергии по присоединениям 35 кВ предусматривается в новом шкафу учёта, по присоединениям 6 кВ предусматривается в КРУ-6 кВ в шкафах соответствующих ячеек и, по присоединениям 0,4 кВ, на вводах ЩСН-0,4 кВ.

Существующие счётчики в КРУ-6 кВ проектом предполагается интегрировать в создаваемую систему учёта. Реализовано это будет через обвязывание их при помощи промышленного интерфейса RS-485.

Однолинейные схемы подстанции с указанием проектируемых точек учёта на 1 и 2 пусковом комплексе представлены на чертежах Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ листы 2 и 3.

2-ой уровень АСКУЭ

Уровень сбора и передачи данных. Данный уровень включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющих функцию консолидации информации. Они предназначены для накопления и обработки данных, поступающих с 1-го уровня, и передачи этой информации в автоматическом режиме на вышестоящие уровни АСКУЭ.

В состав 2-го уровня входят:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) с интерфейсами доступа к ИИК и ИВК;
- устройство автоматической синхронизации системного времени (УССВ);
- технические средства приёма-передачи данных.

Связь между проектируемыми счётчиками электрической энергии и УСПД предусматривается организовать при помощи промышленного интерфейса передачи данных RS-485.

Устанавливать оборудование второго уровня предполагается в новый шкаф учёта в здании ОПУ на первом пусковом комплексе ПС 35 кВ Военный городок.

Структурная схема системы учёта электроэнергии представлена на чертеже Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ лист 4.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	Мед	26.06.26						

Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ

Лист
4

3-ий уровень АСКУЭ

Уровень серверов и АРМов. Данный уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс Центра сбора информации филиала АО «ИЭСК» Южные электрические сети.

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) и выполняет функции сбора информации с ИИК системы и её обработку (автоматизированное рабочее место, компьютер предприятия).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ), формируется на всех уровнях иерархии.

Каналы связи до третьего уровня реализованы в следующем объёме:

Передача данных с уровня ИВКЭ на диспетчерский уровень ИВК осуществляется по следующим каналам связи: основного и резервного канала (ВОЛС) связи, при помощи технологии Ethernet.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
			1	–	Зам.	107-26		5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		
						Медв	26.06.26	
						Подп.	Дата	

2 Основные технические решения

2.1 Организация учёта электроэнергии

2.1.1 Основные функции, выполняемые системой учёта

АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок обеспечивает выполнение следующих автоматизированных функций:

- измерение электроэнергии;
- архивирование данных по электроэнергии и средствам измерения;
- предоставление интерфейсов доступа к архивной информации;
- удалённое конфигурирование и настройка параметров элементов АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок;
- хранение данных об измеренных величинах в счетчике в течение не менее 35 дней;
- обеспечение защиты оборудования и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АСКУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АСКУЭ.

2.1.2 Проектные решения по расстановке на АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок точек учёта электроэнергии

В соответствии с принципиальной электрической схемой АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок и схемой распределения устройств ИТС по трансформаторам тока и напряжения настоящим проектом предусматривается организация учёта электроэнергии в следующих точках учёта, указанных в таблице 2.1.2.

Установка проектируемых счетчиков электрической энергии по присоединениям 110 кВ предусматривается в новом шкафу учёта, по присоединениям 35 кВ предусматривается на панели учёта 35 кВ, по присоединениям 10 кВ предусматривается в КРУ-10 в шкафах соответствующих ячеек и, по присоединениям 0,4 кВ, на вводах ЩСН-0,4 кВ.

Существующие счётчики в КРУ-6 кВ проектом предполагается интегрировать в создаваемую систему учёта. В таблице 2.1.2 они имеют пометку «Сущ.»

Таблица 2.1.2 – Перечень точек учёта электроэнергии АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок

№	Наименование точки учёта	Класс точности счётчика	Кгг (А/А)	Класс точности обмоток ТТ	Кгн (кВ/кВ)	Класс точности обмоток ТН	Тип учёта
ОРУ – 35 кВ Первый пусковой комплекс							
1	ВЛ 35 кВ Левобережная "Б"	0,5S/1	600/5	0,5S	35/0,1	0,5	КУ
1	–	Зам.	107-26	Медг	26.06.26	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
							Лист
							6

№	Наименование точки учёта	Класс точности счётчика	Ктт (А/А)	Класс точности обмоток ТТ	Ктн (кВ/кВ)	Класс точности обмоток ТН	Тип учёта
КРУ – 6 кВ. 1 секция. Первый пусковой комплекс							
2	Парус А (яч. 1)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
3	Резерв (яч. 2)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
4	ТП-1162П (яч. 3)	0,5S/1	300/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
5	Мелькомбинат (яч. 5)	0,5S/1	400/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
6	Ввод №1 6 кВ от Т-1 (яч. 6)	0,5S/1	2000/5	0,5S	6/0,1	0,5	ТУ
7	ТП-752П (яч. 9)	0,5S/1	400/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
8	ТП-491П (яч. 11)	0,5S/1	400/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
ОРУ – 35 кВ Второй пусковой комплекс							
9	ВЛ 35 кВ Левобережная "А"	0,5S/1	600/5	0,5S	35/0,1	0,5	КУ
10	СВ-35	0,5S/1	600/5	0,5S	35/0,1	0,5	ТУ
КРУ – 6 кВ. 2 секция. Второй пусковой комплекс							
11	Ввод №2 6 кВ от Т-2 (яч. 16)	0,5S/1	2000/5	0,5S	6/0,1	0,5	ТУ
12	Военный городок (яч. 17)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
13	ТП-4238П; ТП-5878П (яч. 18)	0,5S/1	400/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
14	ТП-1186П (яч. 21)	0,5S/1	300/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
15	Парус Б (яч. 22)	0,5S/1	300/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
КРУ – 6 кВ. 5 секция. Второй пусковой комплекс							
16	СВ-5-6 (Резерв) (яч. 501)	0,5S/1	1000/5	0,5S	6/0,1	0,5	ТУ
17	Ввод №1 6 кВ от Т-1 (яч. 502)	0,5S/1	2000/5	0,5S	6/0,1	0,5	ТУ
18	Резерв (яч. 504)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	КУ
19	ТП-1182"А" (яч. 505)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	КУ
20	ТП-1003 (яч. 506)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	КУ
21	Резерв (яч. 508)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	КУ
22	Резерв (яч. 510)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	КУ
23	ТП-567 (яч. 511)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	КУ
24	СВ-2-6 (яч. 512)	0,5S/1	1000/5	0,5S	6/0,1	0,5	ТУ
							Лист
Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ							7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

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

1

–

Зам.

107-26

Медв

26.06.26

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ

Лист

8

№	Наименование точки учёта	Класс точности счётчика	Ктт (А/А)	Класс точности обмоток ТТ	Ктн (кВ/кВ)	Класс точности обмоток ТН	Тип учёта
ЩСН – 0,4 кВ							
25	Ввод №1	0,5S/1	300/5	0,5S			ТУ
26	Ввод №2	0,5S/1	300/5	0,5S			ТУ
КРУ – 6 кВ. 3 секция. Второй пусковой комплекс							
27	В-3-6 Т-3 (яч. 33)	0,5S/1	1500/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
28	ТП-3455п (яч. 35)	0,5S/1	300/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
29	Жилкино (яч. 37)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
30	ТП Пласт (яч. 39)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
31	СВ-3-6 (яч. 43)	0,5S/1	1500/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
32	ТП-3453п (яч. 45)	0,2S/0,5	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
33	ТП-3479п (яч. 47)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
34	РП-15 (яч. 49)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
КРУ – 6 кВ. 4 секция. Второй пусковой комплекс							
35	В-4-6 Т-3 (яч. 32)	0,5S/1	1500/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
36	ТП-4267п (яч. 34)	0,5S/1	300/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
37	ТП-3462п, ТП-3601п (яч. 36)	0,2S/0,5	300/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
38	СНТ "Ангара" (яч. 38)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
39	ТП ЗМЗ (яч. 40)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
40	СВ-4-6 (яч. 42)	0,5S/1	1500/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
41	ТП-3451п (яч. 44)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
42	ТП-3458п (яч. 46)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.
43	ТП-370 (яч. 49)	0,5S/1	600/5	0,5S	6/0,1	0,5	Сущ.

2.1.3 Методика выбора и проверки трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) выбираются по номинальному напряжению, номинальным первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях.

Номинальный первичный ток выбирается с учётом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и форсированного режима линий, в которые

включаются ТТ.

Допускается применение ТТ с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке ТТ будет составлять не менее 40% номинального тока счётчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5% (п. 1.5.17 ПУЭ).

Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счётчики, не должна превышать номинальных значений.

Согласно ГОСТ 7746-2015 номинальная вторичная нагрузка $Z_{2н}$ – полное сопротивление внешней вторичной цепи ТТ, имеющей коэффициент мощности $\cos\varphi=0,8$, при котором гарантируется класс точности ТТ.

Выбранные ТТ проверяют на соответствие классу точности, сопоставляя расчётную нагрузку Z_2 с допустимой $Z_{2.доп}$. Определяют максимальную кратность $m_{расч.}$ и по кривым предельной кратности или по 10%-ным кривым находят $Z_{2.доп}$ с учётом сопротивления проводов, приборов и схемы их соединения.

Максимальная кратность вторичного тока n , которая может быть во вторичной обмотке при номинальной нагрузке $Z_{2н}$, соответствует максимальному вторичному току $I_{2max} = n \cdot I_{2н}$. По значению I_{2max} проверяют надёжность работы токовых защит и измерительных приборов при больших токах короткого замыкания.

В расчётах нагрузок вторичных цепей ТТ используются следующие параметры:

1. Кабель цепей измерения:

- тип;
- сечение F (мм²);
- удельное сопротивление ρ (Ом*мм²/м) ($\rho=0,0175$ для Cu);
- длина L (м).

2. Сопротивление проводов и кабелей в зависимости от схемы соединения ТТ рассчитывается по формуле:

- при включении электросчётчика и приборов на одну фазу:

$$R_{np} = (2L \cdot \rho) / F \text{ Ом; (2.1.3.1)}$$

- при включении электросчётчика и приборов на три фазы по схеме звезды:

$$R_{np} = (L \cdot \rho) / F \text{ Ом; (2.1.3.2)}$$

- при включении электросчётчика и приборов на две фазы по схеме неполной звезды:

$$R_{np} = (\sqrt{3} \cdot L \cdot \rho) / F \text{ Ом. (2.1.3.3)}$$

3. Сопротивление приборов рассчитывается по формуле:

$$R_{приб} = S_{приб} / I_{втор.ТТ}^2 \text{ Ом. (2.1.3.4)}$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	–	Зам.	107-26	Медв	26.06.26		9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4. Расчетное переходное сопротивление контактов: $R_{перех} = 0,015$ Ом (при каждом дополнительно включенном приборе сопротивление контактов увеличивается на 0,005 Ом).

5. Полная внешняя нагрузка на ТТ, приведённая к клеммным выводам вторичной обмотки ТТ, рассчитывается по формуле:

$$Z_{полн} = Z_2 = R_{нр} + R_{приб} + R_{перех} \text{ Ом}; (2.1.3.5)$$

6. Активная мощность 3-фазной симметричной сети, измеряемая счётчиком, для 3-фазного 3-элементного четырёхпроводного счётчика, Вт:

$$P_{3ф} = \sqrt{3} * U_n * I_{ф} * \cos \varphi, (2.1.3.6)$$

где $P_{3ф}$ - активная мощность 3-фазной сети, U_n - линейное напряжение; $I_{ф}$ - ток фазы; $\cos \varphi$ - коэффициент мощности.

7. Наименьшее допустимое сечение проводов по условию погрешности, мм²

$$F = (L * \rho) / R_{нр}. (2.1.3.7)$$

То же по условию механической прочности (п.3.4.4 ПУЭ, 6-ое изд.):

- медных 2,5 мм²;
- алюминиевых 4,0 мм².

8. Сопротивление реле и приборов, определяется из каталога на соответствующую аппаратуру непосредственно или пересчётом по имеющимся в каталоге данным о потребляемой мощности и токе по формуле:

$$S_{приб} = S / I^2, (2.1.3.8)$$

Где S - мощность, потребляемая реле или прибором при токе I , максимально загруженной фазы.

Вводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных целях коммерческого учёта, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Расчёт нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока для цепей учёта электроэнергии по присоединениям 35 кВ.

Счётчики электрической энергии по присоединениям 35 кВ устанавливаются на существующей панели учёта 35 кВ в здании ОПУ.

Вторичная нагрузка ТТ ($S_{ном}$ ВА) - мощность его вторичной цепи при коэффициенте мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$, при которой гарантируется установленный класс точности ТТ.

Согласно ГОСТ 7746-2015 пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток для измерения в рабочих условиях при установившемся режиме должны соответствовать неравенству:

$$0,25 * S_{2ТТ} < S_{2нагр} < S_{2ТТ}$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	—	Зам.	107-26	<i>Мизг</i>	26.06.26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	—	Зам.	107-26	<i>Мизг</i>	26.06.26		10

Мощность вторичной нагрузки ТТ определяется по формуле:

$$S_{\text{ном}} = Z_{2\text{ном}} * I_{2\text{ном}}^2, \text{ где:}$$

$Z_{2\text{ном}}$ - сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

$I_{2\text{ном}}$ - номинальный вторичный ток ТТ.

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ равно:

$$Z_{2\text{ном}} = R_{\text{сч}} + R_{\text{конт.}} + R_{\text{монт.пров.}}, \text{ где:}$$

$$R_{\text{сч}} = \frac{S_{\text{пол.}}}{I^2} = \frac{0,1 \text{ ВА}}{5^2} = 0,004 \text{ Ом} - \text{сопротивление счётчика;}$$

$$R_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом} - \text{суммарное переходное сопротивление контактов.}$$

Сопротивление монтажного провода определяется по формуле:

$$R_{\text{монт.пров}} = R_0 * L, \text{ где:}$$

R_0 – электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км при 20°C;

L – фактическая длина кабеля от трансформатора тока до панели счётчиков в ОПУ.

По условиям прочности согласно п.3.4.4 ПУЭ 6-ое изд. жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения для токовых цепей не менее 2,5 мм² (для меди).

Учитывая достаточно небольшую длину измерительной цепи (в пределах 150 м), принимаем сечение жил медного кабеля 6 мм², для которого R_0 равно 2,92 Ом/км (справочник на электрические кабели, провода и шнуры, 5-ое изд.)

Номинальную мощность вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,5S принимаем равной $S_{\text{ном}} = 20 \text{ ВА}$.

Проверяем требование ГОСТ 7746-2015 по нижнему пределу вторичной нагрузки $0,25 * 20 \text{ ВА} < S_{\text{нагр}} < 20 \text{ ВА}$:

Таблица 2.1.4. Расчёт нагрузки вторичных цепей ТТ 35 кВ

Точка учёта	L	Сечение кабеля	R_0	$R_{\text{монт.пров}}$	$Z_{2\text{ном}}$	$0,25 * S_{\text{ном}}$	$S_{\text{нагр}}$	$S_{\text{ном}}$
ВЛ 35 кВ Левобережная "Б"	90 м	6 мм ²	2,92 Ом/км	0,26 Ом	0,364	5	9,1	20
ВЛ 35 кВ Левобережная "А"	110 м	6 мм ²	2,92 Ом/км	0,32 Ом	0,424	5	10,6	20
СВ-35	100 м	6 мм ²	2,92 Ом/км	0,29 Ом	0,394	5	9,85	20

Требование выполняется, установка догрузочных сопротивлений не нужно.

Измерительные цепи подключаются к счётчикам после реконструкции трансформаторов тока на ОРУ-35 кВ на первом пусковом комплексе для присоединения «ВЛ 35 кВ Левобережная "Б"» и втором пусковом комплексе для присоединений «ВЛ 35 кВ Левобережная "Б"» и «СВ-35».

Расчёт нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в цепях учёта по присоединениям 6 кВ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Мизг</i>	26.06.26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							11

Счётчики электрической энергии по присоединениям 6 кВ устанавливаются в КРУ-6 кВ в шкафах соответствующих ячеек во время второго пускового комплекса.

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ равно:

$Z_{2ном} = R_{сч} + R_{конт.} + R_{монт.пров.}$, где:

$$R_{сч} = \frac{S_{пол.}}{I^2} = \frac{0,1 \text{ ВА}}{5^2} = 0,004 \text{ Ом} - \text{сопротивление счётчика};$$

$R_{конт.} = 0,1 \text{ Ом}$ – суммарное переходное сопротивление контактов.

Сопротивление монтажного провода определяется по формуле:

$R_{монт.пров} = R_0 * L$, где:

$R_0 \text{ Ом/км}$ – электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км при 20°C (справочник на электрические кабели, провода и шнуры 5-ое изд.);

L – фактическая длина кабеля от трансформатора тока до счётчика в ячейке КРУ-6 кВ.

$$L = 5 \text{ м} = 0,005 \text{ км}$$

Учитывая небольшую длину измерительной цепи (в пределах 5 м), принимаем сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели, провода и шнуры, 5-ое изд.).

В связи с этим принятое сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели провода и шнуры, 5-ое изд.)

$$R_{монт.пров} = 7,41 * 0,005 = 0,037 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ:

$$Z_{2ном} = 0,004 + 0,1 + 0,037 = 0,141 \text{ Ом}$$

Мощность вторичной нагрузки для ТТ с $I_{2ном} = 5 \text{ А}$

$$S_{ном} = 0,141 * 5^2 = 3,525 \text{ ВА.}$$

Номинальную мощность вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,5S принимаем равной $S_{ном} = 5 \text{ ВА}$.

Проверяем требование ГОСТ 7746-2015 по нижнему пределу вторичной нагрузки.

$$0,25 * 5 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$$

$$1,25 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$$

Требование выполняется. В соответствии с МИ 3022-2006 и ГОСТ 7746-2015 установка догрузочных сопротивлений не требуется.

Расчёт нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в цепях учёта по присоединениям 0,4 кВ

Счётчики электрической энергии по присоединениям 0,4 кВ устанавливаются в ЩСН.

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ равно:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ		Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Мель</i>	26.06.26			12

$Z_{2ном} = R_{сч} + R_{конт.} + R_{монт.пров.}$, где:

$$R_{сч} = \frac{S_{пол.}}{I^2} = \frac{0,1 \text{ ВА}}{5^2} = 0,004 \text{ Ом} - \text{сопротивление счётчика};$$

$R_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$ – суммарное переходное сопротивление контактов.

Сопротивление монтажного провода определяется по формуле:

$$R_{монт.пров} = R_0 * L, \text{ где:}$$

$R_0 \text{ Ом/км}$ – электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км при 20°C (справочник на электрические кабели, провода и шнуры 5-ое изд.);

L – фактическая длина кабеля от трансформатора тока до счётчика в ЩСН.

$$L = 5 \text{ м} = 0,005 \text{ км}$$

Учитывая небольшую длину измерительной цепи (в пределах 5м), принимаем сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели, провода и шнуры, 5-ое изд.).

В связи с этим принятое сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели провода и шнуры, 5-ое изд.)

$$R_{монт.пров} = 7,41 * 0,005 = 0,037 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ:

$$Z_{2ном} = 0,004 + 0,1 + 0,037 = 0,141 \text{ Ом}$$

Мощность вторичной нагрузки для ТТ с $I_{2ном} = 5 \text{ А}$

$$S_{ном} = 0,141 * 5^2 = 3,525 \text{ ВА.}$$

Номинальную мощность вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,5S принимаем равной $S_{ном} = 5 \text{ ВА.}$

Проверяем требование ГОСТ 7746-2015 по нижнему пределу вторичной нагрузки.

$$0,25 * 5 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$$

$$1,25 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$$

Требование выполняется. В соответствии с МИ 3022-2006 и ГОСТ 7746-2015 установка догрузочных сопротивлений не требуется.

2.2 Структура АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок

АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок строится, как иерархическая распределённая система, работающая синхронно с технологическими процессами, оснащённая средствами сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации.

Структурная схема интегрируемой системы автоматизированного учета электроэнергии представлена на чертеже № Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ лист 4.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Мель</i>	26.06.26		13

Верхним уровнем АСКУЭ являются существующие сервера Центра сбора информации филиала АО «ИЭСК» Южные электрические сети. Сервера предназначены для сбора и обработки первичной информации и формирования базы данных АСКУЭ.

Средний уровень АСКУЭ включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющих функцию консолидации информации. Они предназначены для накопления и обработки данных, поступающих с 1-го уровня, и передачи этой информации в автоматическом режиме на вышестоящие уровни АСКУЭ.

Связь между счётчиками электрической энергии и УСПД предусматривается организовать при помощи промышленного интерфейса передачи данных RS-485.

Синхронизация времени приборов учёта производится через устройство синхронизации времени, встроенного в УСПД.

Устанавливается оборудование среднего уровня в новый шкаф учёта в здании ОПУ на первом пусковом комплексе ПС 35 кВ Военный городок.

Нижний уровень АСКУЭ организован посредством счётчиков электроэнергии класса точности 0,5S/1, ТТ классом точности 0,5S и ТН классом точности 0,5 для присоединений 35 кВ и 6 кВ, счётчиков класса точности 0,5S/1, ТТ классом точности 0,5S для присоединений 0,4 кВ.

Электронные счётчики электрической энергии имеют цифровой интерфейс RS-485. Он служит для передачи информации на средний уровень в УСПД, также через него осуществляется синхронизация счётчиков единым общесистемным временем.

Счётчики имеют встроенные резервные источники питания на литиевых батареях; резервное питание от внешнего источника напряжением 220 В.

Установка проектируемых счётчиков электрической энергии по присоединениям 35 кВ предусматривается в новом шкафу учёта, по присоединениям 6 кВ предусматривается в КРУН-6 кВ в шкафах соответствующих ячеек и, по присоединениям 0,4 кВ, на вводах ЩСН-0,4 кВ.

Существующие счётчики в КРУН-6 кВ проектом предполагается интегрировать в создаваемую систему учёта. Реализовано это будет через обвязывание их при помощи промышленного интерфейса RS-485.

Требования к счётчикам электрической энергии

Счётчики для учёта электроэнергии должны соответствовать следующим требованиям:

- ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,5»;
- обеспечения реверсивного учёта для ИИК;
- класс точности не хуже 0,5S;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26		14

- обеспечения возможности подключения резервного источника питания 220В и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного питания;
- наличия энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- наличия цифровых интерфейса RS-485 для передачи данных в АСКУЭ смежных субъектов;
- наличия энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 5.0 секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ;

- наличия «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий;

В «Журнале событий» должны фиксироваться:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счётчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания;

- обеспечения защиты от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом обеспечивается на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

- обеспечения автоматической самодиагностики с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:

- измерительного блока;
- вычислительного блока;
- таймера;
- блока питания;
- дисплея;
- блока памяти (подсчёт контрольной суммы).

2.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы

2.3.1 Организация каналов связи от счётчиков на верхний уровень

Каналы связи от счётчиков на верхний уровень предполагается организовать по ВОЛС

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Мель</i>	26.06.26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ

Лист
15

через телекоммуникационное оборудование в помещении связи при помощи технологии Ethernet.

Передача информации со счётчика производится в цифровом виде по запросу с верхнего уровня. Запрос на выдачу информации о приращениях электроэнергии поступает автоматически с периодичностью 30 минут или в произвольное время по команде оператора.

Запрос на выдачу информации о журналах событий поступает автоматически с периодичностью один раз в сутки или в произвольное время по команде оператора.

Синхронизация времени приборов учёта производится через устройство синхронизации времени, находящиеся в шкафу учёта.

2.4 Решения по режимам функционирования системы

Технические средства обеспечивают функционирование круглосуточно в автоматическом режиме.

Предусмотрены следующие режимы работы:

- штатный режим функционирования (режим 1) - все компоненты системы исправны и работают (на все компоненты, предусматривающие питание, подается питание с необходимыми характеристиками; каналы связи работают с предусмотренными характеристиками и т.д.);

- аварийный режим (режим 2) – отдельные компоненты или часть компонентов вышла из строя, или вышла из строя часть каналов связи;

- поверочный режим (режим 3) – часть работающего (и нормально функционирующего) оборудования выводится на время из состава ИИК с целью поверки и при необходимости замены;

- режим модернизации (режим 4) – расширяется состав технических или программных средств, или производится их модернизация.

При любом из вышеуказанных режимов (1-4) работа не прекращается, т.е. выход из строя отдельных компонент системы не сказывается на работе других компонентов. При этом подразумеваются только те случаи, когда об аварийном состоянии компонента можно судить по его системе диагностики, или на компонент не подается предусмотренное питание.

При выходе из строя каналов связи (в режимах 2-4) первичная информация по коммерческому учету автоматически восстанавливается во всех компонентах системы после восстановления работоспособности каналов связи.

Для поверочного режима (режима – 3) должны быть предусмотрены механизмы замены счетчиков и измерительных трансформаторов.

При режиме модернизации (режим – 4) не должна останавливаться работа остальных компонент, если таковое не предусмотрено соответствующими инструкциями или требованиями

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26		16

техники безопасности.

2.5 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы

Встроенные функции диагностирования имеют микропроцессорные технические средства системы. В качестве основ для диагностики используются журналы событий счетчиков и промышленных контроллеров, имеющие интерфейс цифрового обмена информации.

2.6 Решения по защите применяемых компонентов АСКУЭ

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

2.6.1 Решения по защите технических средств АСКУЭ

Требования к защите информации на этапе хранения

Система защиты базы данных должна обеспечить бесперебойность работы базы данных и эффективное противодействие намеренным и ненамеренным деструктивным воздействиям. На этапе хранения информации рекомендуется использовать следующие механизмы обеспечения информационной безопасности:

- сопровождение пользователей;
- использование различных видов привилегий;
- сопровождение паролей;
- использование меток безопасности;
- аудит системы;
- шифрование данных в базе данных (при необходимости).

Требования к защите информации при информационном обмене

Для организации защиты данных при обмене рекомендуется использовать специальные дополнительные средства защиты (межсетевые экраны, средства шифрования трафика, VPN, антивирусные, проверки передаваемых данных, обеспечения доверенной информационной среды).

Для защиты от несанкционированного доступа внутренних клиентов к информации, хранимой и обрабатываемой информации, должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- каждому пользователю, которому по должностным обязанностям необходим доступ к информационной системе, должна быть назначена уникальная «учетная запись пользователя»;
- каждый пользователь информационной системы обязан установить и регулярно модифицировать пароль доступа к информационной системе;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Мещ</i>	26.06.26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ

Лист
17

- для каждого пользователя должны определяться права доступа к тем или иным ресурсам информационной системы.

Для защиты от несанкционированного доступа внешних клиентов к информации, хранимой и обрабатываемой информационной системой, необходимо выполнять следующие требования:

- каждому внешнему клиенту информационной системы должна быть назначена уникальная «учетная запись пользователя»;

- каждому внешнему клиенту должен быть назначен пароль доступа, который подтверждает права на использование информации под данной учетной записью;

- для каждого внешнего клиента информационной системы должны определяться права доступа к тем или иным ресурсам информационной системы;

- для обеспечения защиты от внешнего несанкционированного доступа необходимо использовать следующие возможности;

- определение набора IP адресов внешних клиентов, которые имеют право пользования данными и службами информационной системы, в случае если внешние клиенты имеют выделенный IP адрес в глобальной сети Интернета;

- определение графика доступа к ресурсам информационной системы;

- определение протокола для связи внешних клиентов с информационной системой;

- определение правил протоколов, которые позволяют внешним клиентам получать доступ к ресурсам информационной системы только с определенных IP адресов, только по определенному протоколу и в соответствии с определенным графиком доступа;

- определение фильтров приложений, IP-пакетов;

- службы, предоставляющие доступ к данным информационной системы, должны проверять права внешних пользователей;

- формирование журналов.

2.6.2 Решения по защите от влияния внешних воздействий

На подстанции в процессе коммутации электрооборудования, коротких замыканий, грозовых перенапряжениях, при коммутациях различных катушек соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков, включении усилителей поисковой связи и др., возникают сильные электромагнитные поля. Воздействуя на вторичные цепи, эти поля возбуждают в них импульсные помехи с высоким уровнем напряжения и токов, которые, попадая в устройства АИИС, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений, в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций

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

1	–	Зам.	107-26	<i>Миг</i>	26.06.26	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		18

и подстанций от импульсных помех» (РД 34.20.116-93), проектом предусматривается применение в качестве информационного кабеля, для передачи данных от счётчиков, экранированного кабеля. Для обеспечения выполнения требований по пожарной безопасности кабеля измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения выбираются с изоляцией из материалов, не распространяющих горение.

2.7 Решения по электропитанию компонентов АСКУЭ

Организация электропитания компонентов АСКУЭ формируется в соответствии с документом СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» и РМ4-4-85 «Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания» Пособие к ВСН 205-84/ММСС СССР. Электропитание всех устройств ПТК должно производиться от двух независимых источников или от собственных источников (модулей) электропитания, получающих энергию от электросети подстанции.

Первичными независимыми источниками электропитания ПТК компонентов АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок должны являться разные секции системы СН переменного тока с напряжением ~380/220В.

Для сети собственных нужд переменного тока необходимо использовать сеть напряжением ~380/220 В с глухозаземлённой нейтралью.

Для повышения надёжности электроснабжения оборудования АСКУЭ предусматривается установка в проектируемом шкафу учёта источника бесперебойного питания (ИБП).

Технические средства должны сохранять работоспособность при:

- независимых или одновременных изменениях напряжения сетей переменного и постоянного тока на $\pm 25\%$ длительностью до 100 мс при электропитании ПТК от сети переменного тока;

- при длительных перерывах электропитания в одной из двух сетей переменного тока при электропитании ПТК от двух сетей переменного тока.

Устройства ПТК должны иметь защиту от подачи напряжения постоянного тока обратной полярности. Устройства ПТК не должны повреждаться или ложно срабатывать при подключении и (или) отключении одной из двух сетей первичного электропитания.

Для цепей питания должен использоваться трёхжильный кабель, где третья жила должна использоваться в качестве защитного нулевого проводника.

По правилам техники безопасности обязательно обеспечить заземление всего оборудования, относящегося к устройствам сбора, обработки и передачи информации.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26		19

2.8 Решения по организации эксплуатации оборудования АСКУЭ

2.8.1 Техническое обслуживание и ремонт оборудования АСКУЭ

Оперативным персоналом для первичных средств учёта и вторичных цепей должны производиться следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ, ТН и счётчиков на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

- проверка на следы утечки масла в ТН;

- осмотр знаков визуального контроля на предмет механических повреждений

б) ежемесячно:

- в тёмное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы с ящиков зажимов ТТ, ТН и счётчиков в следующих случаях:

- возникновение пожара;

- возникновение неисправностей в цепях управления;

- возникновение неисправностей в токовых цепях;

- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство с записью в оперативном журнале.

Оперативным персоналом, серверного и коммуникационного оборудования, должны проводиться ремонтно-профилактические работы и мероприятия, которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998г. «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств» с использованием фирменных инструментов и расходных материалов.

Ежедневная профилактика должна включать в себя:

- внешний осмотр серверного шкафа, а также остального оборудования с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединённых или не полностью присоединённых электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;

- проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации на предмет отказов оборудования в процессе выполнения возложенных на него задач.

Полугодовое обслуживание должно включать ежедневное обслуживание, а также сле-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ		Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26			20

дующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объёмов серверного шкафа;
- для ИБП, находящихся в горячем резерве, производить зарядку батарей.

Текущий ремонт должен включать в себя ежедневное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;
- полное тестирование и выявление неисправных устройств;
- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт должен осуществляться путём замены неисправных устройств на исправные из состава ЗИП.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АСКУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно должен ставить в известность руководство и совместно с ним принимать решение по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической информацией.

2.8.2 Проведение монтажных и пуско-наладочных работ

Проведение монтажных и пуско-наладочных работ выполняется в соответствии с требованиями ПОТУЭ (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок) Утверждение Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 №328н.

2.9 Состав работ по реконструкции АСКУЭ

В состав работ по реконструкции системы АСКУЭ входит:

1. Разработка проектной и рабочей документации.
2. Монтажные и пуско-наладочные работы.
3. Оформление паспортов-протоколов измерительных каналов.
4. Калибровка и поверка реконструируемых измерительных каналов.
5. Проведение испытаний и ввод в эксплуатацию реконструируемых измерительных каналов в составе АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок.
6. Внесение изменений и дополнений в методику выполнения измерений электроэнергии для реконструируемых каналов.

Взам. инв. №		В состав работ по реконструкции системы АСКУЭ входит:					
Подп. и дата		1. Разработка проектной и рабочей документации.					
		2. Монтажные и пуско-наладочные работы.					
		3. Оформление паспортов-протоколов измерительных каналов.					
Инв. № подл.		4. Калибровка и поверка реконструируемых измерительных каналов.					
		5. Проведение испытаний и ввод в эксплуатацию реконструируемых измерительных каналов в составе АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок.					
		6. Внесение изменений и дополнений в методику выполнения измерений электроэнергии для реконструируемых каналов.					
						Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	—	Зам.	107-26		26.06.26		21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3 Техническое обеспечение АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок

Все средства измерений, входящие в состав АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики электроэнергии) внесены в Госреестр средств измерений, имеют действующее свидетельство о поверке и допущенных к применению в Российской Федерации.

3.1 Решения по организации системы обеспечения единого времени

Информация об электроэнергии и мощности, получаемая в АСКУЭ, привязана к единому календарному времени в целях обеспечения совпадения временных интервалов (срезов) измеряемых и вычисляемых данных во всех средствах сбора и обработки информации.

АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок предусматривает схему синхронизацию времени приборов учёта через устройство синхронизации времени, установленного в шкафу учёта в ОПУ.

Цифровые интерфейсы позволяют синхронизироваться счетчикам и обеспечивать ведение даты и времени в пределах 5-и секунд в сутки, не более.

Таким образом, решения по синхронизации времени создаваемой АСКУЭ отвечают «Приложению 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности».

Инв. № подл.						Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							22
Подп. и дата							
Взам. инв. №							
1	–	Зам.	107-26	Медв	26.06.26		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

4 Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение (ИО) АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы.

Информационное обеспечение позволяет осуществить:

- ввод, обработку, сбор и хранение информации, необходимой для реализации функций;
- информационную совместимость с ИВК на базе терминологического единства семантики одних и тех же понятий в различных массивах информации, классификаторах, входных и выходных документах;
- предоставление информации в удобной для работы пользователя форме, в соответствии с его функциональными обязанностями и установленным разграничением доступа;
- организацию поиска, обновления, интеграции информации в режиме коллективного доступа;
- актуальность и достоверность информации, её хранение с минимально необходимой избыточностью, а также контроль полноты и непротиворечивости вводимой информации;
- адаптируемость к возможным изменениям информационных потребностей пользователей;
- независимость от используемых программных и технических средств;
- относительную независимость разработки компонентов информационного обеспечения (баз данных, справочников, классификаторов и форм документов).

Помимо этого, промконтроллер обеспечен необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

- 1) документов:
 - регламентирующих работу АСКУЭ;
 - регламентирующих работу обслуживающего персонала АСКУЭ;
- 2) методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;
- 3) информации, которая образуется в процессе функционирования АСКУЭ:

Взам. инв. №		4.1 Состав информационного обеспечения					
Подп. и дата		Информационное обеспечение состоит из:					
Инв. № подл.		1) документов:					
		- регламентирующих работу АСКУЭ;					
		- регламентирующих работу обслуживающего персонала АСКУЭ;					
		2) методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;					
		3) информации, которая образуется в процессе функционирования АСКУЭ:					
						Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	—	Зам.	107-26		26.06.26		23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АСКУЭ;
- отчётная и диагностическая информация.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее. Организация информационного обеспечения АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок показана на рисунке 1.



Рисунок 1. Организация информационного обеспечения АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок.

4.3 Организация внешней информации

Внешняя информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для модернизации и ввода в действие системы.

4.4 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АСКУЭ и выполнения всех возложенных на неё функций. Внутримашинная информация состоит из

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Мизг</i>	26.06.26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Мизг</i>	26.06.26	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	24

индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных систем (базы данных АСКУЭ).

Программы, использованные в АСКУЭ (для программирования счётчиков), находятся на Сервере АльфаЦентра АО «ИЭСК».

База данных АСКУЭ находится на «Сервере АльфаЦентра АО «ИЭСК».

Программы АСКУЭ обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчётных документов.

База данных АСКУЭ должна обеспечивать хранение всей информации системы:

- первичных и расчётных данных;
- диагностической информации;
- описание коммуникаций;
- описание электрических схем;
- описание расчётных схем.

4.5 Решения по лингвистическому обеспечению

Лингвистическое обеспечение системы представляет собой совокупность средств и правил, используемых в технической документации и программных средствах, общении пользователей и эксплуатационного персонала с комплексом средств ПТК при разработке, монтаже и эксплуатации системы.

Применяемая в программных средствах АСКУЭ документация на программные и технические средства, терминология разработана на русском языке и рассчитана на специалиста с квалификацией инженера-электрика (электрика). Языковые средства, используемые в программных средствах, рассчитаны на специалиста, не имеющего квалификацию инженера-программиста.

Диагностические сообщения в АСКУЭ ПС 35 кВ Военный городок, сообщения о несанкционированных действиях пользователей, а также сообщения при запуске, решении задач специального программного обеспечения, и при работе пользователей с информационным обеспечением унифицированы.

Лингвистическое обеспечение позволяет осуществлять:

- а) текстовый и графический способы общения пользователей со средствами автоматизации;
- б) диалоговый режим общения пользователей со средствами автоматизации с возможностью проектирования диалогов «Пользователь-ЭВМ»;
- в) защиту от ошибок и некорректных действий пользователей;
- г) формирование запросов с АРМ и запуск информационных и расчетных задач.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26

Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ

Лист
25

5 Перечень оборудования и материалов АСКУЭ

5.1 Основное оборудование

Перечень основного оборудования, кабельной продукции и материалов для создания АСКУЭ на первом пусковом комплексе приведён в таблице 5.1, на втором пусковом комплексе в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Перечень оборудования и материалов для создания АСКУЭ на 1ПК

№ п/п	Наименование	Количество	Ед. измерения
Основное оборудование			
1	Шкаф учёта (УСПД) в составе:	1	компл
1.1	Шкаф напольный двустороннего обслуживания 2000*800*600 (ВШГ)+цоколь, стеклянная дверь, базовый в сборе	1	шт
1.2	Мультифункциональный счётчик электроэнергии с Кл.т 0,5S/1, номинальным током 5А и напряжением 57,8В. Интерфейсные порты: RS-485.	3	шт
1.3	Разветвитель интерфейса RS-485	3	шт
1.4	Клеммник переходной испытательный	3	шт
1.5	Устройство сбора и передачи данных (RTU-327-E2-B06-M02 или аналог)	1	шт
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ-2 или аналог)	1	шт
1.7	Источник бесперебойного питания On-Line типа с выходной мощностью не менее 2000 ВА	1	шт
1.8	Комплект аккумуляторных батарей для ИБП	1	шт
1.9	Устройство защиты линии RS-485 от перенапряжений (6 линии)	1	шт
1.10	Комплект для организации схемы электропитания (розетки, автоматы, реле, блоки питания, диоды)	1	шт
1.11	Комплект монтажного материала (кабель-канал, клеммы, стопора)	1	шт
2	Мультифункциональный счетчик электроэнергии с Кл.т 0,5S/1 (в составе релейных ячеек КРУН-6 кВ)	1	шт
3	Разветвитель интерфейса RS-485 (в составе релейных ячеек КРУН-6 кВ)	1	шт
4	Клеммник переходной испытательный (в составе релейных ячеек КРУН-6 кВ)	1	шт

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	–	Зам.	107-26	<i>Медв</i>	26.06.26

№ п/п	Наименование	Количество	Ед. измерения
Кабельная продукция			
5	Кабель сетевой, Ethernet	200	м
6	Кабель интерфейсный, RS-485	90	м
7	Кабель контрольный, сечением 6 мм ²	90	м
Таблица 5.2 – Перечень оборудования и материалов для создания АСКУЭ на 2ПК			
№ п/п	Наименование	Количество	Ед. измерения
Основное оборудование			
1	Мультифункциональный счетчик электроэнергии с Кл.т 0,5S/1 (в составе релейных ячеек КРУН-6 кВ)	10	шт
2	Разветвитель интерфейса RS-485 (в составе релейных ячеек КРУН-6 кВ)	10	шт
3	Клеммник переходной испытательный (в составе релейных ячеек КРУН-6 кВ)	10	шт
4	Мультифункциональный счётчик электроэнергии с Кл.т 0,5S/1 (в составе ЩСН)	2	шт
5	Разветвитель интерфейса RS-485 (в составе ЩСН)	2	шт
6	Клеммник переходной испытательный (в составе ЩСН)	2	шт
Кабельная продукция			
7	Кабель интерфейсный, RS-485	300	м
8	Кабель контрольный, сечением 6 мм ²	210	м
Примечание: окончательный перечень и количество оборудования уточняется на стадии рабочей документации.			
5.2 Обоснование выбора комплекта ЗИП Для соответствия АСКУЭ требованию по сроку службы (не менее 20 лет) необходима замена составных частей в случае отказов и при выработке ресурса. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения имеют срок службы не менее 35 лет и в расчёт комплекта запасных инструментов и принадлежностей (ЗИП) не включены.			
Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ			Лист
			27

5.2.1 Состав ЗИП

Для обеспечения заявленных показателей надёжности необходимо определить количество ЗИП, исходя из критериев необходимости и достаточности. Для обеспечения заявленного времени восстановления кол-во ЗИП выбирается согласно таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Ведомость ЗИП.

№	Наименование	Кол-во
ЗИП		
1	Мультифункциональный счетчик электроэнергии	1 шт.
2	Разветвитель интерфейса RS-485	1 шт.
3	Клеммник переходной испытательный	1 шт.

По желанию заказчика перечень ЗИП может меняться по необходимости.

5.2.2 Хранение ЗИП

Устройства, определенные в качестве ЗИП, хранятся в сухих отапливаемых помещениях при установленном диапазоне температур +20-60°C.

Местонахождение ЗИП устанавливается на стадии опытной эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
			1	–	Зам.	107-26		28
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

6 Список использованных сокращений

В настоящем документе использованы следующие сокращения:

АСКУЭ – Автоматизированная система контроля и учёта электроэнергии;

АРМ – Автоматизированное рабочее место (рабочая станция с установленным на него программным обеспечением);

ЗИП – Запасное имущество и принадлежности;

ИВК – Информационно-вычислительный комплекс;

ИИК – Измерительно-информационный комплекс;

ИТС – Информационно-технологическая система;

РУ – Распределительное устройство;

ПТК – Программно-технический комплекс;

ИБП – Источник бесперебойного питания;

УСПД – Устройство сбора и передачи данных;

УССВ – Устройство синхронизации системного времени;

СОЕВ – Система обеспечения единого времени;

ТН – Трансформатор напряжения;

ТТ – Трансформатор тока;

1ПК – Первый пусковой комплекс;

2ПК – Второй пусковой комплекс.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1	–	Зам.
107-26	<i>Мель</i>	26.06.26
Изм.	Кол.уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата
Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ		
Лист 29		

Ссылочные нормативные документы

- 1) Федеральный закон РФ №4871-1 «обеспечение единства измерений».
- 2) Закон РФ №35 «Об электроэнергетике».
- 3) Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений (РП 50.2.009-94).
- 4) ГОСТ 2.004-88 «Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ».
- 5) ГОСТ 2.105-95 «Общие требования к текстовым документам».
- 6) ГОСТ 4.148-85 «Система показателей качества продукции. Устройства комплектные низковольтные. Номенклатура показателей»
- 7) ГОСТ 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
- 8) ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление».
- 9) ГОСТ 12.2.007 «Изделия электротехнические. Требования к безопасности».
- 10) ГОСТ 12.3.019-80 «Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности».
- 11) ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- 12) ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- 13) ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»
- 14) ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».
- 15) ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы».
- 16) ГОСТ 13109-97 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
- 17) ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных».
- 18) ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 19) ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ	Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Мель</i>	26.06.26		30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата		

20) ГОСТ Р 50739 «Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования».

21) ГОСТ Р 52069.0-2003 «Защита информации. Система стандартов. Основные положения».

22) ГОСТ Р 51275 «Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию».

23) РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех».

24) РД 50-34.698-90 «Методические указания. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

25) РД 153-34.0-11.209-99 «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности».

26) РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования».

27) СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

28) ПТЭ «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. Приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. №229)».

29) ПУЭ «Правила устройства электроустановок» 6, 7 издание.

30) ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

31) Справочник на электрические кабели провода и шнуры, 5-ое изд.

32) РМ4-4-85 «Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания» Пособие к ВСН 205-84/ММСС СССР.

33) ПОТУЭ (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок) Утверждение Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 №328н

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю68-371-ИОС1.4.ТЧ		Лист
1	–	Зам.	107-26	<i>Мейс</i>	26.06.26			31

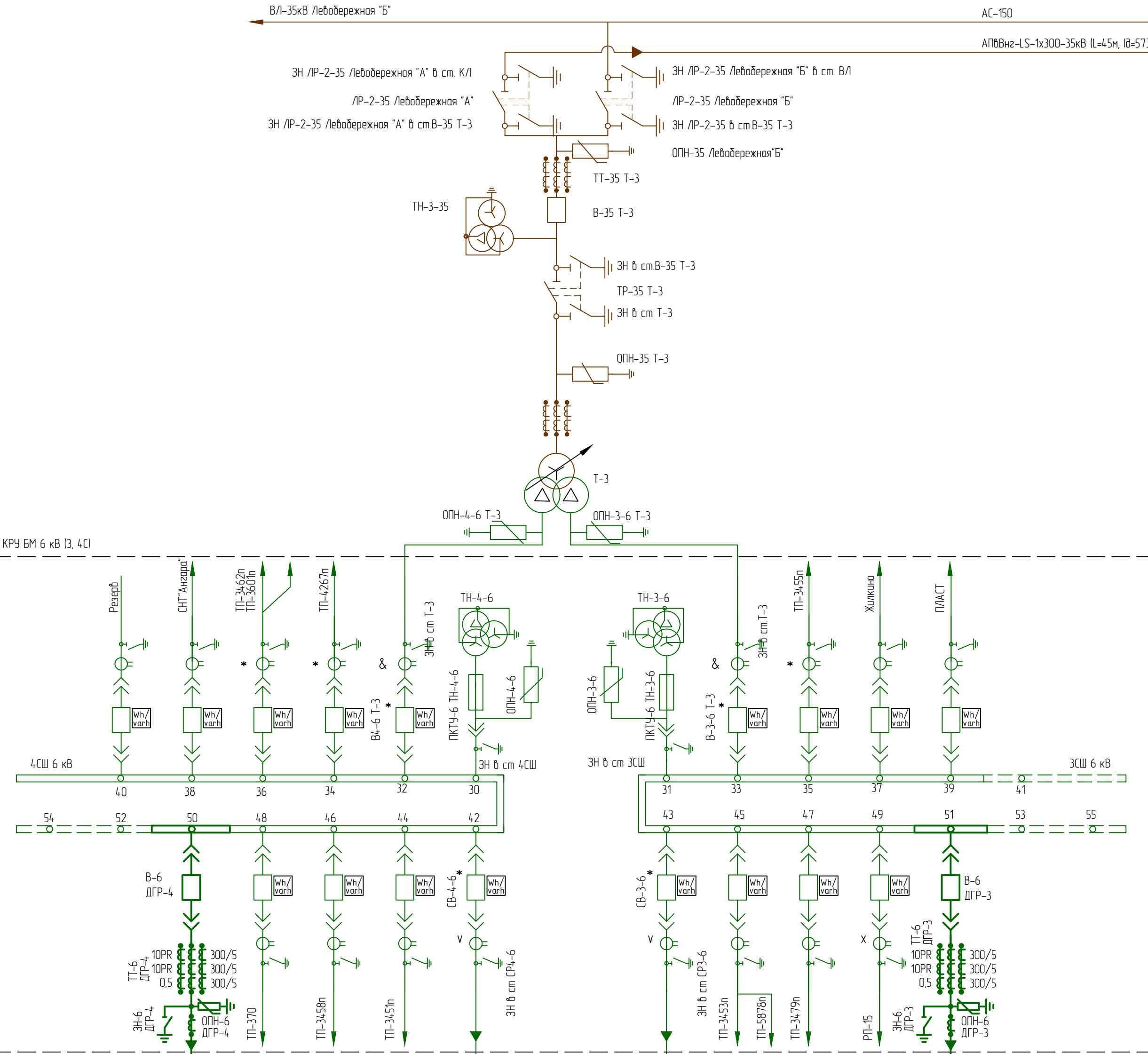
Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм. 1 (Зам.)
2	Схема электрическая принципиальная ПС 35 кВ Военный городок с точками учёта электроэнергии. Первый пусковой комплекс	Изм. 1 (Зам.)
3	Схема электрическая принципиальная ПС 35 кВ Военный городок с точками учёта электроэнергии. Второй пусковой комплекс	Изм. 1 (Зам.)
4	Структурная схема учёта электроэнергии	Изм. 1 (Зам.)
5	Схема электропитания шкафа учёта	
6	Схема электропитания точек учёта в КРУН-6 кВ, 1 и 2 секции	
7	Схема электропитания точек учёта в КРУН-6 кВ, 5 секция	
8	Схема электропитания точек учёта в ЩСН-0,4 кВ	

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

						Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ		
						«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)»		
1	-	Зам.	107-26	<i>Мещ</i>	26.06.26	Учёт электроэнергии		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Тестов			<i>Мещ</i>	17.06.26	Стадия	Лист	Листов
Пров.	Нефедченко			<i>Неф</i>	17.06.26			
						П	1	8
						Ведомость графической части		
Н.контр.		Артемова		<i>Ар</i>	17.06.26	 000 "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов		<i>Ер</i>	17.06.26			

Существующее оборудование
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН РПН-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН РПН-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ТЕМ-35/405-550 УХЛ1 8/20кВс-10кА
Трансформатор тока ПМБ-75-05/УР/УР-600/5А
Выключатель вакуумный 35 кВ, ВП1-35П-50/3150 ППЖ
Трансформатор напряжения 35 кВ, ЕМФ 72 35 01/1
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН РПН-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ТЕМ-35/405-550 УХЛ1 8/20кВс-10кА
Трансформатор тока встраиваемый ТВЗ-35-10Р/УР-600/5А
Силой преобразовый двухфазный трансформатор 35 кВ с расширенной обмоткой НН ТРДН-25000/36/75/63/3-У1 S _{ном} =25000 кВА, S _{номН} =25000 кВА, S _{номВ} =25000 кВА, I _н =393А/114,6А/114,6А, U _{кВ} =н/10,5%, U _н /U _н -11/11 РПН36,75х1333%
Ограничитель перенапряжений 6 кВ, Р1/ТЕМ-6/72-УХЛ1
Трансформатор тока 6 кВ, ТОЛ-10-14-055/05/УР-10ВА 600/5, 300/5
Трансформатор напряжения 6 кВ, ЕМФ/П-6/2
Ограничитель перенапряжений 6 кВ, Р1/ТЕМ-6/72-УХЛ1
Выключатель 6 кВ, ВВ/ТЕМ-10-20/1000 У2 ВВ/ТЕМ-10-20/1600 У2 *
Сборные шины 2500А
Выключатель 6 кВ, ТОЛ-10-14-055/05/УР-10ВА 600/5, 1500/5 v ППН-600/5



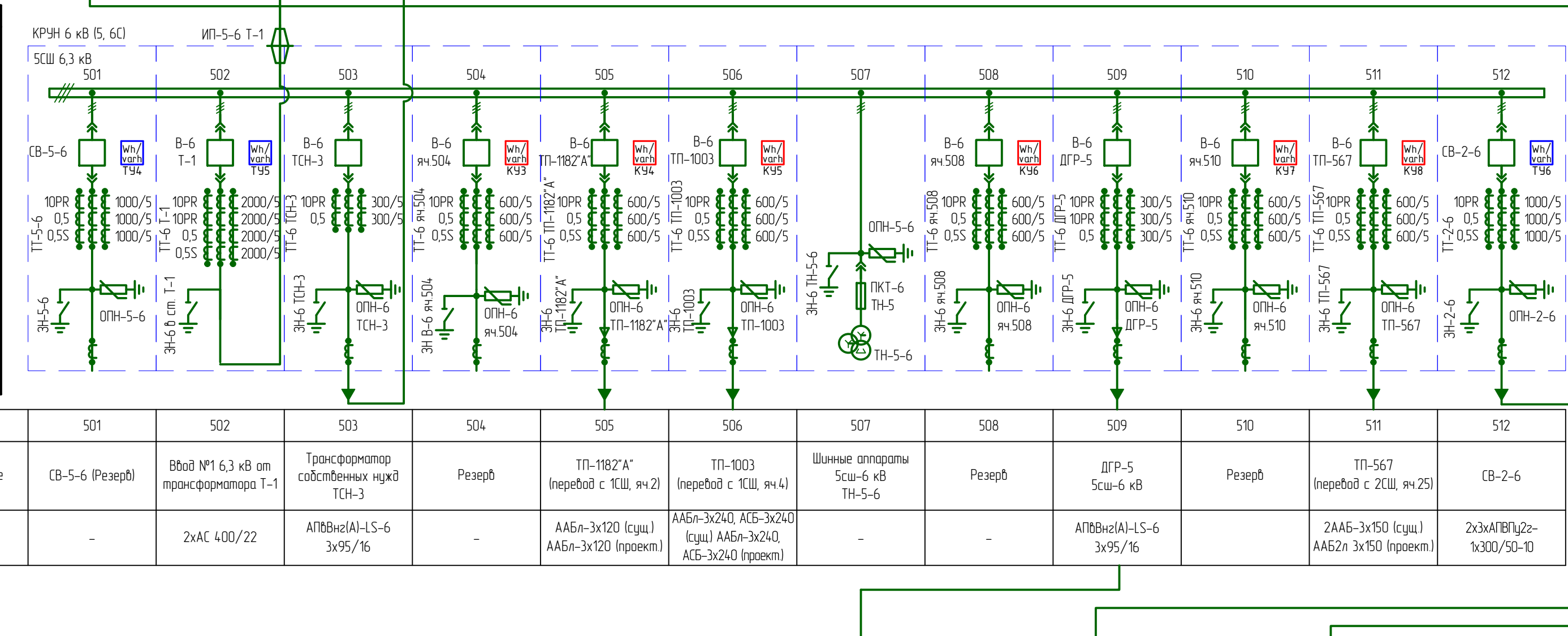
Существующее оборудование (установлено на ТН)
Трансформатор тока в литой изоляции, Ун=35 кВ, I _{ном} =40 кА, I _н =101 кА, Кл.м. 0,55/0,55/10РР/10РР, Кл.м. 400-600-800/5 А,
Выключатель вакуумный, Ун=35 кВ, I _н =1600 А, I _{откл} =25 кА, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА, ВВН-СЭЩ-П-35-25-1600
Трансформатор тока встраиваемый в б/б Вн, Ун=35 кВ, Кл.м. 10РР/10РР, Кл.м. 400-600-700-1000/5 А, Кл.м. 0,5, Кл.м. 500/5А
Силой преобразовый двухфазный трансформатор 35 кВ с расширенной обмоткой НН ТРДН-25000/36/75/63/3-У1 S _{ном} =25000 кВА, S _{номН} =25000 кВА, S _{номВ} =25000 кВА, I _н =393А/114,6А/114,6А, U _{кВ} =н/10,5%, U _н /U _н -11/11
Ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН Ун=6,3 кВ, Ун/Δ-Δ-11-11
Выключатель вакуумный Ун=6,3 кВ, I _н =2000 А, I _{откл} =25 кА, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА (вн. б/б ВТ-1 СВ) Секционный разъединитель Ун=6,3 кВ (вн. Р)
Трансформатор тока в литой изоляции Ун=6 кВ, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА, Кл.м. 0,5/0,5/УРР/УРР, Кл.м. 2000/5 (вн. б/б ВТ-1 СВ)
Проектируемое оборудование (ЗТН)
Выключатель вакуумный Ун=6,3 кВ, I _н =1000 А, I _{откл} =20 кА, I _{ном} =20 кА, I _н =51 кА (вн. ДПР)
Трансформатор тока в литой изоляции Ун=6 кВ, I _{ном} =20 кА, I _н =51 кА, Кл.м. 0,5/УРР/УРР, Кл.м. 300/5 (вн. ДПР)
Ограничитель перенапряжений нелинейный Ун=6 кВ
Заземлитель Ун=6 кВ, I _{ном} =20 кА
Трансформатор тока нулевой последовательности 0,66 кВ

КРПН 6 кВ (П, 2С)

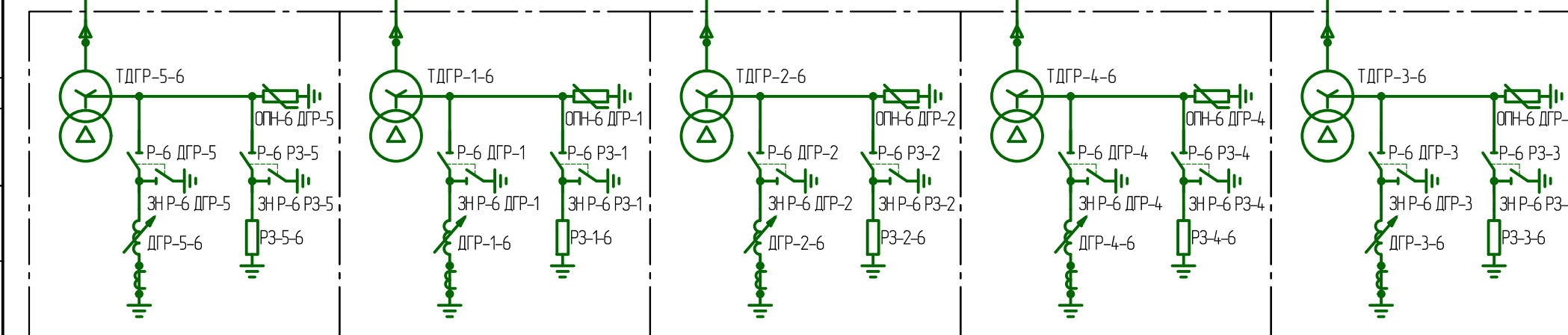
Существующее оборудование (переносимое)
Трансформатор масляный ТМ-250/6/0,4-У1, 250 кВА, U _{ном} =6,0/±2x2,5%/0,4 кВ, D/Ун-11

Проектируемое оборудование (ЗТН)
Измеритель мощности Ун=6,3 кВ, I _{ном} =2000 А
Секционный разъединитель Ун=6,3 кВ, I _{ном} =2000 А, I _{откл} =25 кА
Выключатель вакуумный Ун=6,3 кВ, I _н =1600 А, I _{откл} =25 кА (вн. б/б ВТ-1 СВ)
Трансформатор тока в литой изоляции Ун=6 кВ, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА, Кл.м. 0,55/0,55/УРР/УРР, Кл.м. 2000/5 (вн. б/б ВТ-1 СВ)
Трансформатор тока в литой изоляции Ун=6 кВ, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА, Кл.м. 0,55/0,55/УРР/УРР, Кл.м. 2000/5 (вн. б/б ВТ-1 СВ)
Ограничитель перенапряжений нелинейный Ун=6 кВ
Заземлитель Ун=6 кВ, I _{ном} =20 кА
Трансформатор тока нулевой последовательности 0,66 кВ
Трансформатор напряжения электромагнитный (открытого типа) РН-6/У1/1 кВ, кл.м. 0,2/0,5/УР
Трансформатор тока нулевой последовательности 0,66 кВ

Номер ячейки	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512
Диспеттерское наименование	СВ-5-6 (Резерв)	ВВЛ №1 6,3 кВ ст. трансформатор ТН-3	Трансформатор собственных нужд ТН-3	Резерв	ТН-182/4* (перевод с ТЩ, в-2)	ТН-1003 (перевод с ТЩ, в-4)	Шинные аппараты СЩ-6 кВ ТН-5-6	Резерв	ДПР-5 СЩ-6 кВ	Резерв	ТН-567 (перевод с ТЩ, в-25)	СВ-2-6
Тип и марка линии	-	2хАС 400/22	АПВн(А)Л-LS-6 3х95/16	-	ААБн-3х120 (сущ.) ААБн-3х120 (проект)	ААБн-3х240; АБ-3х240 (сущ.) ААБн-3х240 (проект)	-	АПВн(А)Л-LS-6 3х95/16	АПВн(А)Л-LS-6 3х95/16	2АБн-3х150 (сущ.) АБн-3х150 (проект)	2хАПВн(Л)2-3х300/50-10	-



Проектируемое оборудование (ЗТН)
Трансформатор нейтронизированный 6 кВ, масляный герметичного исполнения, 300 кВА, U _{ном} =6,3/0,23 кВ, Ун/Д-П1,
Ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН, Ун=6 кВ
Разъединитель горизонтально-подборотный однополюсный, с 1-м комплектным ЗН, Ун=35 кВ, I _н =630 А, I _н =10 кА, В-25 кА, электрообслуживаемый, приводом от ТН и ЗН
Высокоточный резистор заземления нелинейный, Ун=6/√3 кВ, I _н =100 Ом, Р-36,4 кВ, I _н =95 А
Вторичный трансформатор тока Ун=6 кВ, I _{ном} =20/5 кА, I _н =10Р
Система автоматической регуляции тока компенсации



Существующее оборудование
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН РНДЗ-2-35/1000-У-1, РНН-220М
Ограничитель перенапряжения 35 кВ, ОПН/ТЕМ-35/405-550 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН РНДЗ-2-35/1000-У-1, РНН-220М
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН РНДЗ-1-35/1000-У-1, РНН-220М
Трансформатор напряжения 35 кВ, НАМН-35
Ограничитель перенапряжения 35 кВ, ОПН-П/339-35/405/16/400 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН РНДЗ-2-35/1000-У-1, РНН-220М
Силой преобразовый двухфазный трансформатор 35 кВ ТДН-16000/35, S _{ном} =16000 кВА, I _н =251/146 А, U _{кВ} =н/10,5%, U _н /U _н -11

Выключатель 6 кВ, ВМПН-101 630 А, 1000 А - ВК-10-20/630 #
Трансформатор тока 6 кВ, ТПШ-10 2000/5 *, ТПШ-10 2000/5 **, ТПН-10 200/5, 300/5, 1000/5, 600/5 x 400/5 *, ТОЛ-10 400/5 %
Разъединитель вакуумный РВБ-6
Предохранитель ПКТ9-10
Трансформатор напряжения НТНМ-6
Предохранитель ПК-6
Трансформатор масляный ТМ-40/6/0,22, 40 кВА

Проектируемое оборудование (ЗТН)
Выключатель вакуумный Ун=6,3 кВ, I _н =2000 А, I _{откл} =25 кА, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА (вн. б/б ВТ-1 СВ) Секционный разъединитель Ун=6,3 кВ (вн. Р)
Трансформатор тока в литой изоляции Ун=6 кВ, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА, Кл.м. 0,55/0,55/УРР/УРР, Кл.м. 2000/5 (вн. б/б ВТ-1 СВ)
Трансформатор тока в литой изоляции Ун=6 кВ, I _{ном} =25 кА, I _н =63 кА, Кл.м. 0,55/УРР/УРР, Кл.м. 300/5 (вн. б/б ВТ-1 СВ)
Ограничитель перенапряжения нелинейный Ун=6 кВ
Заземлитель Ун=6 кВ, I _{ном} =20 кА (вн. ТН-4)
Трансформатор тока нулевой последовательности 0,66 кВ

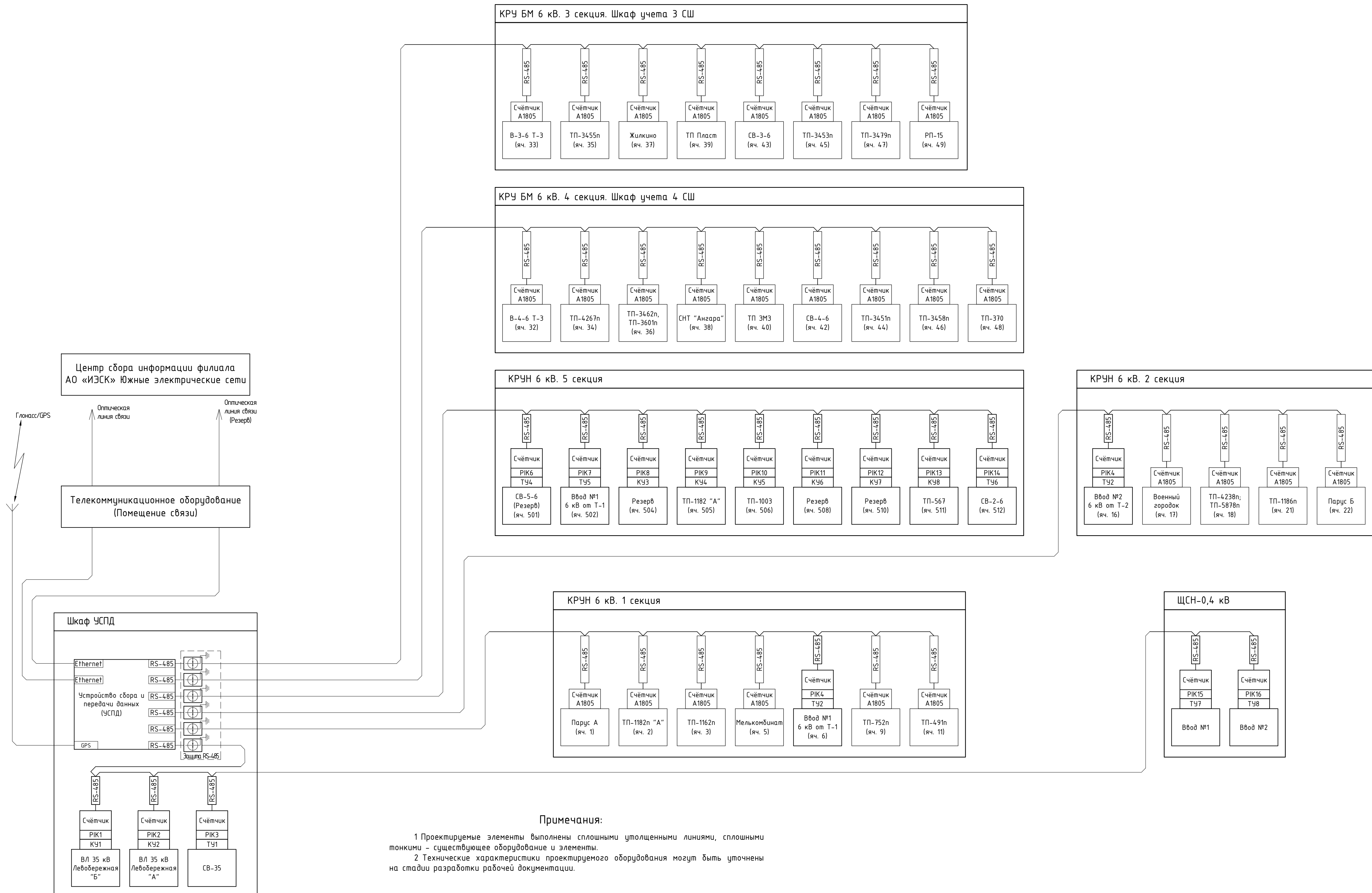
Условные обозначения:

- счётчик активной, реактивной электроэнергии;
- коммерческий учёт;
- технический учёт.

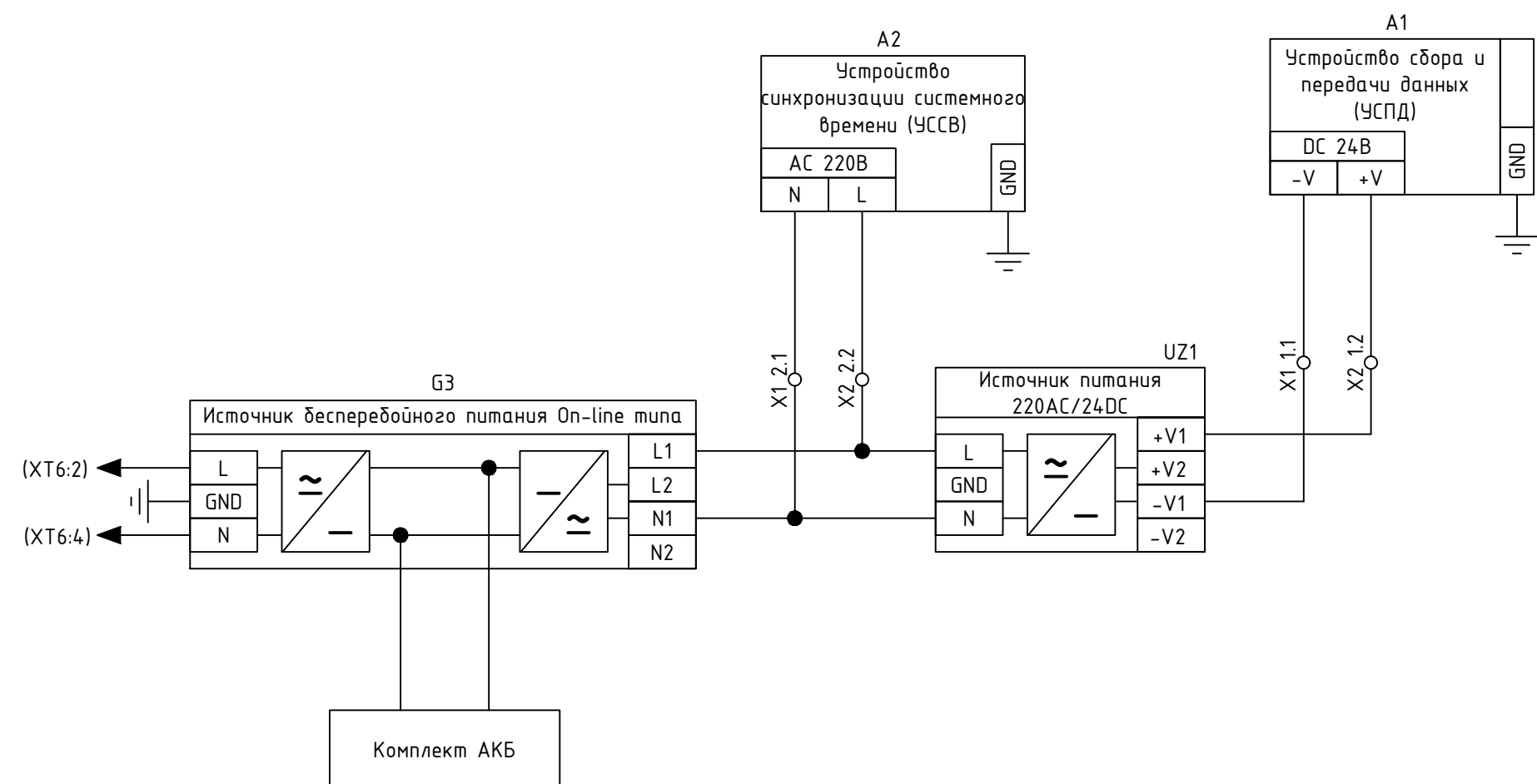
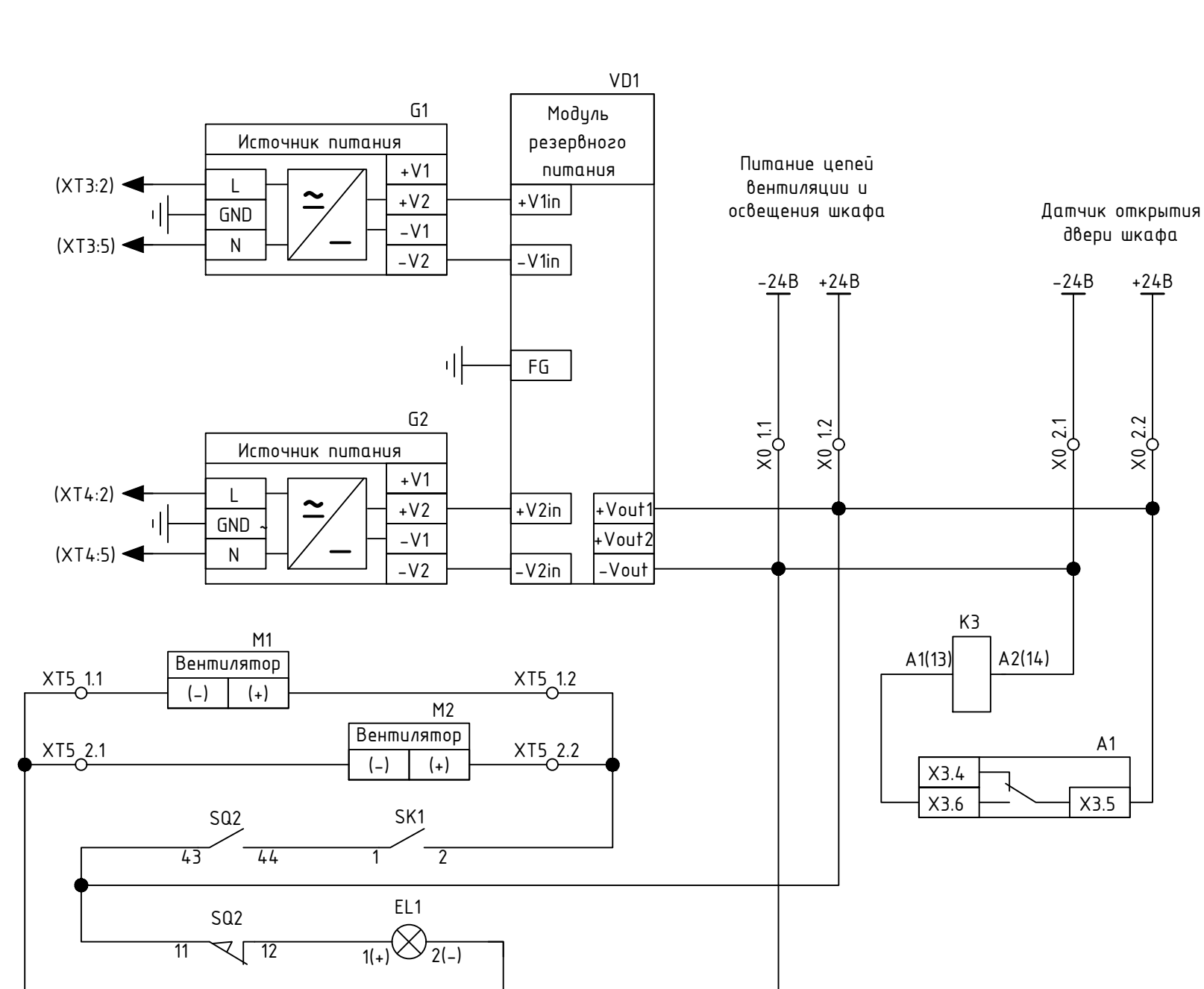
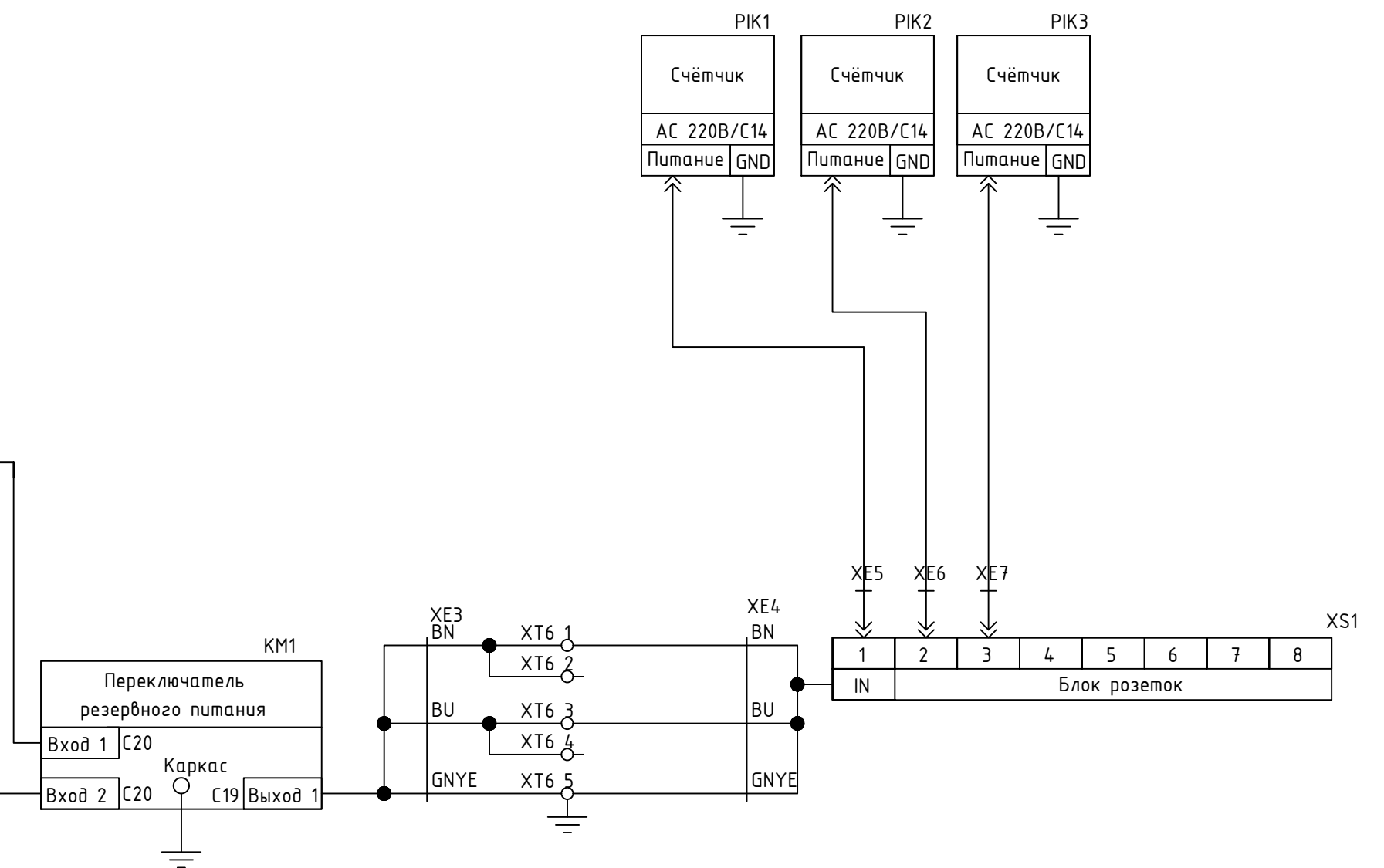
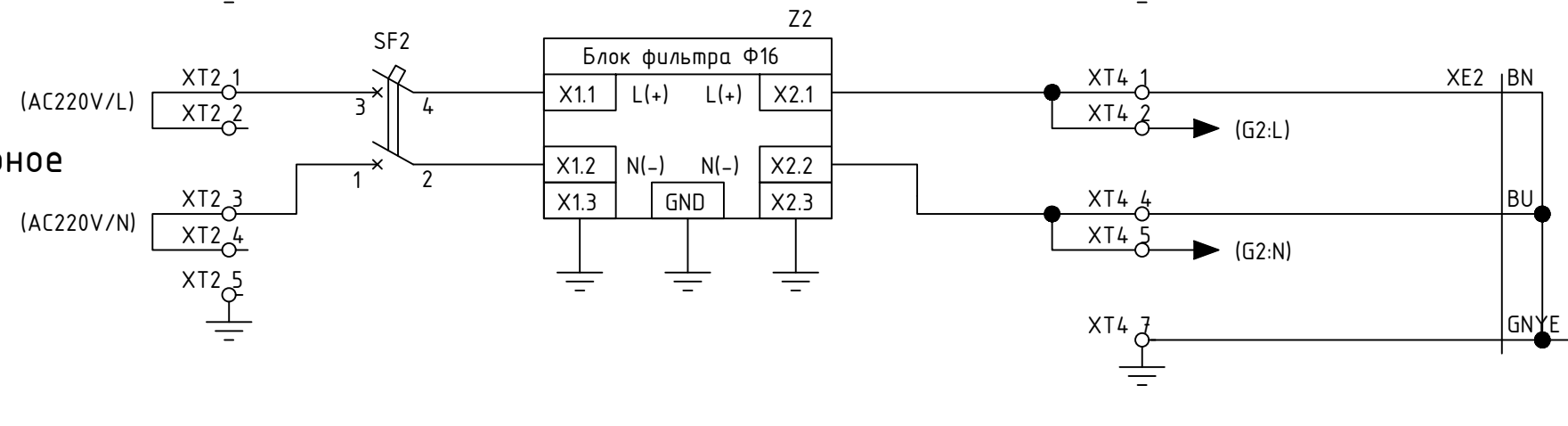
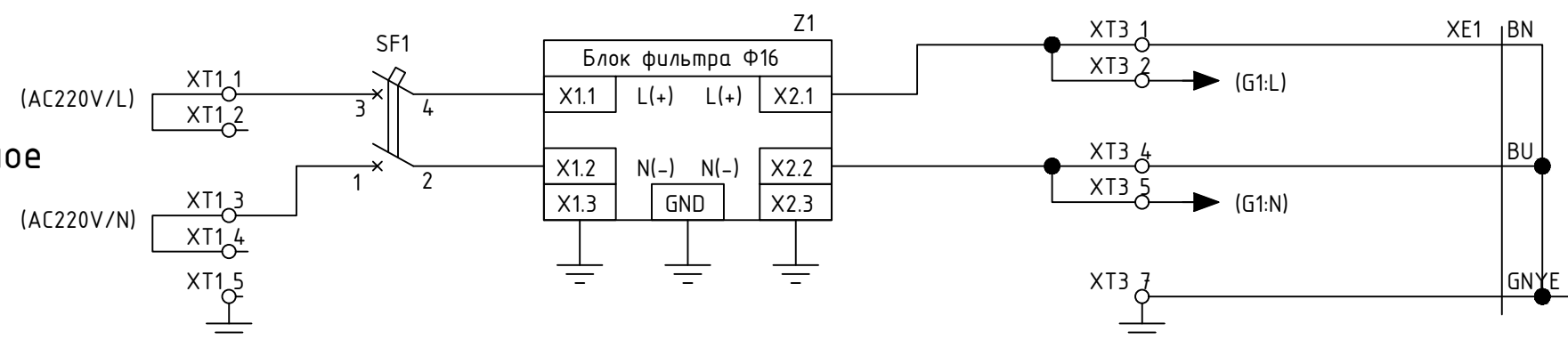
Примечания:

- Проектируемые элементы реконструктивной части подстанции выполнены сплошными сплошными линиями, переносимые - пунктирными линиями, существующие и установленные на предыдущих стадиях комплекса - сплошными линиями.
- Элементы схемы и линии электрической связи между ними выполнены цветом, соответствующим классу напряжения, на котором работает данное оборудование, согласно ГОСТ Р 56303-2014.
3. Схема реконструктивной части подстанции выполнена на основании задания на проектирование "Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (проект мощности 9 МВА)", АО "УЭС" ЮЗ.

Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ					
«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (проект мощности 9 МВА)»					
Изм.	Кол.	Зам.	Текст	Дата	
Разраб.	Тестов	Проф.	Нефедченко	17.06.26	
Учёт электроэнергии					
Схема электрическая принципиальная ПС 35 кВ Военный городок с точками учёта электроэнергии. Витрар: проектный комплекс					
Н.контр.	Артемюва	17.06.26			
Г.П.	Ершов	17.06.26			
И.в.И.Ф. 000 "Тонэлектротехпроект" Формат А23					



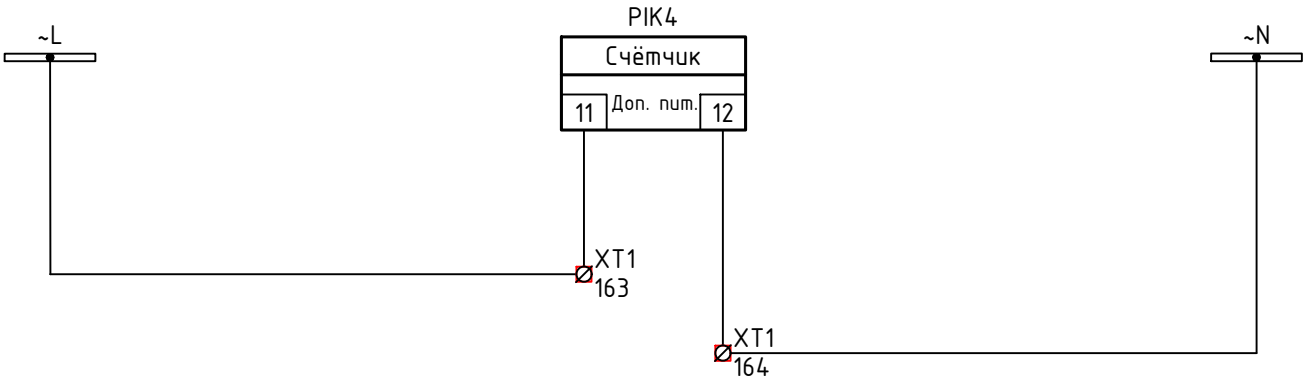
						Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ			
1	-	Зам.	107.26	<i>Низ</i>	26.06.26	«Реконструкция ПС 35 кВ Военный аэродром (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (присоед. мощности 9 МВА)»			
Изм.	Колуч.	Лист	ИФак.	Подп.	Дата				
Разр.		Тестов		<i>Низ</i>	17.06.26	Чёт электроэнергии	Станд	Лист	Листов
Проб.		Нефедченко		<i>Авт</i>	17.06.26		п	4	
Н.контр.	Артемюва			<i>Авт</i>	17.06.26	Структурная схема учёта электроэнергии	 ООО "Томск-ЭлектроСетьПроект"		
Г/П	Ершов			<i>Авт</i>	17.06.26				



Инв.№	Формат А2
-------	-----------

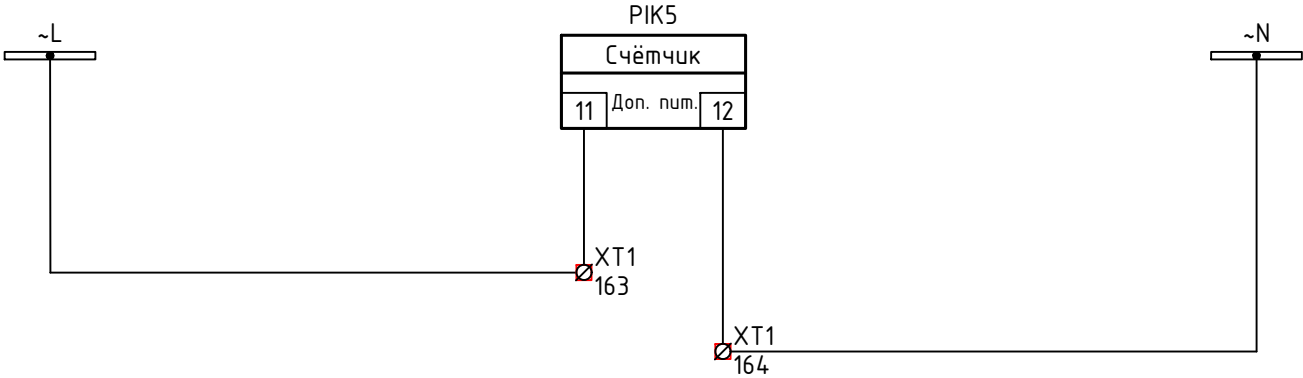
Цепи дополнительного питания проектируемых счётчиков КРУН-6 кВ 1 секции

Шинки дополнительного питания счётчиков



Цепи дополнительного питания проектируемых счётчиков КРУН-6 кВ 2 секции

Шинки дополнительного питания счётчиков

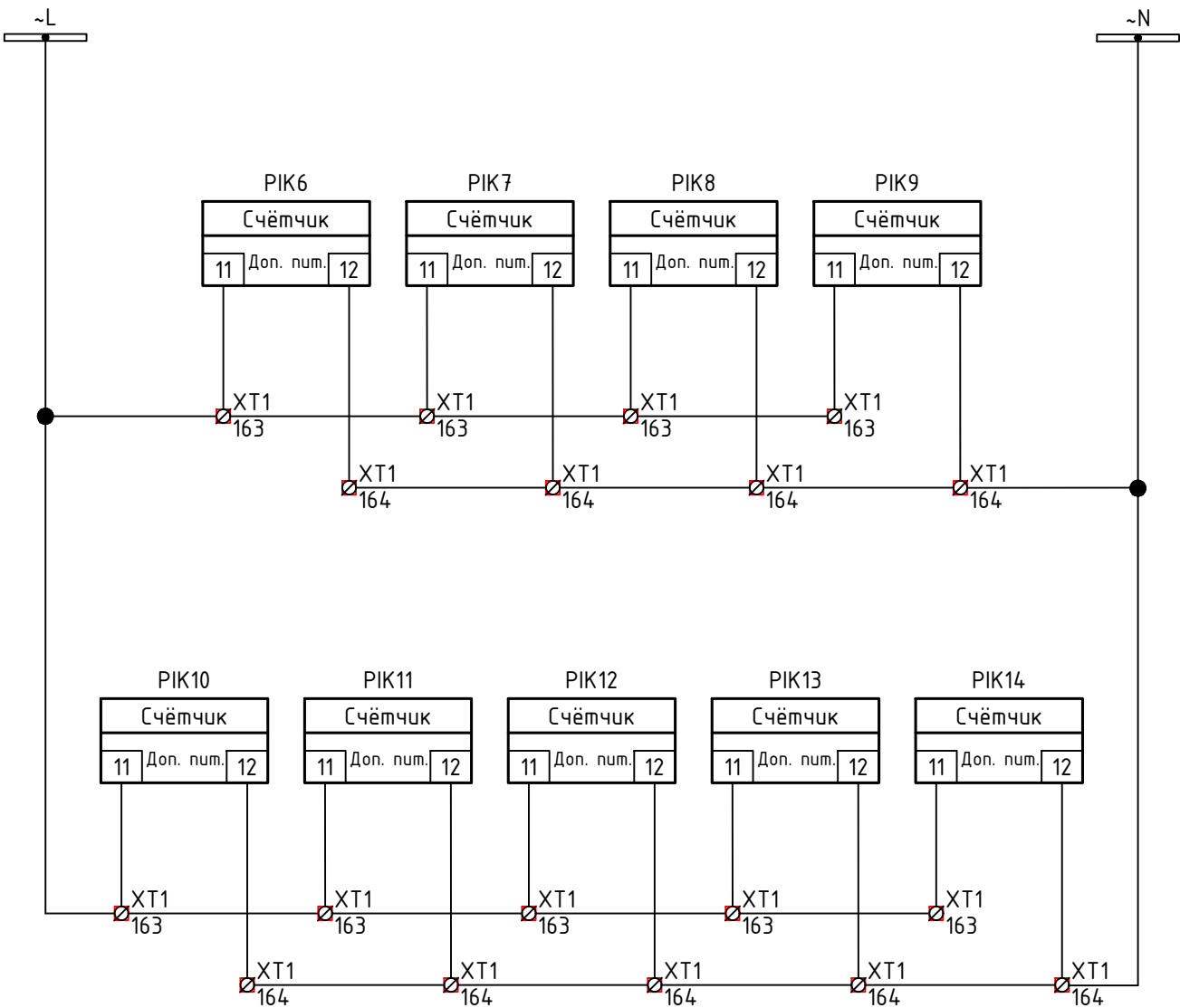


Примечание:

Приборы учёта в КРУН-6 кВ подключаются к шинкам резервного электропитания счётчиков

Согласовано							Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ			
							«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)»			
							Учёт электроэнергии			
							Стадия	Лист	Листов	
Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	П	6	
		Разраб.	Тестов				17.06.26			
Инв. № подл.		Пров.	Нефедченко				17.06.26	Схема электропитания точек учёта в КРУН-6 кВ, 1 и 2 секции		
								 000 "Томскэлектросетьпроект"		
		Н.контр.	Артемova				17.06.26			
		ГИП	Ершов				17.06.26			

Цепи дополнительного питания проектируемых счётчиков КРУН-6 кВ 5 секции
Шинки дополнительного питания счётчиков



Примечание:

Приборы учёта в КРУН-6 кВ подключаются к шинкам резервного электропитания счётчиков

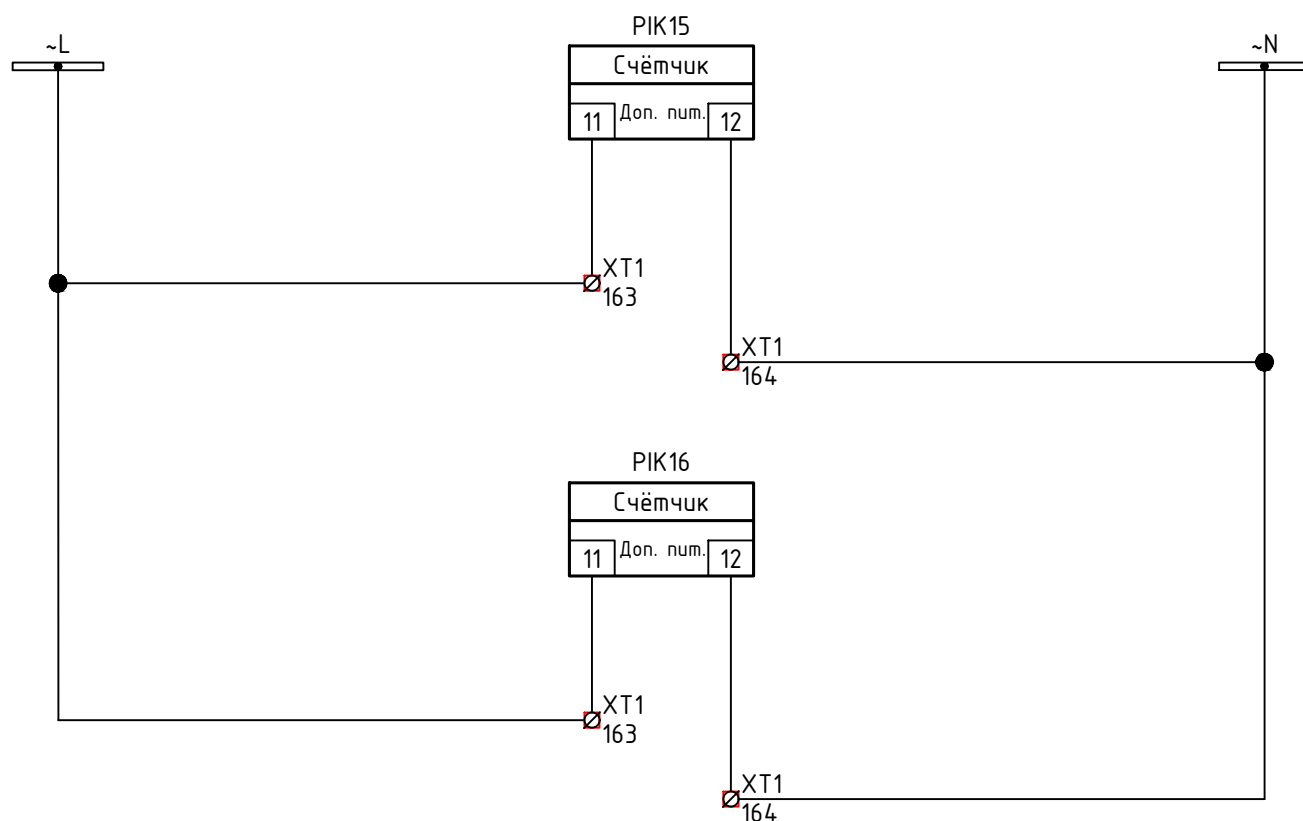
Согласовано												
Взам. инв. №												
Подп. и дата												
Инв. № подл.							Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ					
							«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)»					
							Учёт электроэнергии					
							Схема электропитания точек учёта в КРУН-6 кВ, 5 секция					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
	Разраб.		Тестов			17.06.26						
	Пров.		Нефедченко			17.06.26						
	Н.контр.		Артемova			17.06.26						
	ГИП		Ершов			17.06.26						
							Инв.№					
							Формат А4					



000 "Томскэлектросетьпроект"

Цепи дополнительного питания проектируемых счётчиков ЩСН-0,4 кВ

Шинки дополнительного питания счётчиков



Примечание:

Приборы учёта в ЩСН-0,4 кВ подключаются к шинкам резервного электропитания счётчиков

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Ю68-371-ИОС1.4.ГЧ

«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Тестов			<i>Тестов</i>	17.06.26
Пров.	Нефедченко			<i>Нефедченко</i>	17.06.26
Н.контр.	Артемova			<i>Артемova</i>	17.06.26
ГИП	Ершов			<i>Ершов</i>	17.06.26

Учёт электроэнергии

Стадия	Лист	Листов
П	8	

Схема электропитания точек учёта в ЩСН-0,4 кВ



ООО "Томскэлектросетьпроект"

Инв.№

Формат А4