

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ
ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОС. ТЕРНЕЙ**

**Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней»,
КТП и отпаяк ЛЭП на кордоны заповедника и КПП**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта**

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

Часть 1. Система электроснабжения

**Книга 5. Автоматизированная информационно-измерительная
система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ

Том 4.5.1.5

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ
ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОС. ТЕРНЕЙ**

**Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней»,
КТП и отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта**

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

Часть 1. Система электроснабжения

**Книга 5. Автоматизированная информационно-измерительная
система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ

Том 4.5.1.5

**Главный инженер – руководитель
службы главного инженера**

Б.Н. Юркевич

Главный инженер проекта

В.В. Сологубов

Начальник ОРЗ

Е.Б. Быстрицкая

4.2.3	Контроль достоверности измерительной информации.....	25
4.2.4	Формирование архива измеренных величин.....	25
4.2.5	Формирование архива технической и диагностической информации.....	26
4.2.6	Формирование сальдо по энергопотреблению и распределению электроэнергии.....	26
4.2.7	Контроль состояния программно-технических средств.....	26
4.2.8	Довосстановление данных.....	26
4.2.9	Измерение и синхронизация времени.....	27
4.2.10	Степень автоматизации функций.....	27
4.3	Периодичность выполнения функций АИИС КУЭ.....	28
5	Техническое обеспечение АИИС КУЭ.....	31
5.1	Решения по измерительным трансформаторам.....	31
5.2	Вторичные цепи АИИС КУЭ.....	32
5.3	Счётчики электроэнергии.....	33
5.4	Устройство сбора и передачи данных.....	35
5.5	Размещение и защита технических средств АИИС КУЭ.....	35
5.5.1	Размещение технических средств АИИС КУЭ.....	35
5.5.2	Методы защиты технических средств.....	37
6	Описание постановок задач.....	41
6.1	Характеристики функциональных задач.....	41
7	Информационное обеспечение.....	43
7.1	Организация сбора и передачи информации.....	43
7.2	Организация немашинной информации.....	43
7.3	Организация внутримашинной информации.....	43
8	Состав программных средств.....	44
8.1	Программное обеспечение уровня подстанции.....	44
9	Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ.....	45
9.1	Общие сведения.....	45
9.2	Решения по организации измерений.....	45
9.2.1	Требования к измерениям и нормам точности измерений.....	45
9.2.2	Требования к методикам (методам) измерений.....	55
9.2.3	Требования к средствам измерений, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ.....	55

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

9.2.4 Требования к программному обеспечению СИ.....	56
9.2.5 Требования к связующим компонентам ИС.....	57
9.2.6 Структура и состав измерительных каналов АИИС КУЭ	57
9.2.7 Технические и метрологические требования к компонентам ИК.....	58
9.2.8 Условия эксплуатации СИ и компонентов измерительных каналов	62
9.2.9 Расчёт погрешности измерений	63
9.2.10 Проверка выбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока...	70
9.2.11 Проверочный расчет нагрузок и площади сечения кабеля вторичных измерительных цепей трансформаторов тока.....	72
9.3 Мероприятия по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ.....	84
9.3.1 Комплект документов необходимый для метрологического обеспечения.....	84
9.3.2 Сведения по проведению метрологической поверки.....	85
9.3.3 Метрологическое обследование измерительных каналов	86
9.3.4 Расчет необходимой емкости обменного фонда средств измерений.....	87
10 Показатели надёжности	89
10.1 Определение требуемого количества ЗИП	91
11 Мероприятия по подготовке АИИС КУЭ к вводу системы в действие	93
12 Перечень оборудования, необходимого для создания АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней	95
Перечень принятых сокращений.....	97
Нормативные документы	99

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ			

Введение

Данный том содержит описание технических решений в части создании автоматизированной системы коммерческого и технического учета электрической энергии (АИИС КУЭ) при строительстве ПС 35/6 кВ Терней.

Также в данном томе рассмотрены вопросы организации учета электроэнергии на КТП 35/10 кВ (Благодатное), ТП 10/0,4 кВ (Благодатное и КПП) и ТП 35/0,4 кВ (Ханов ключ).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

1 Общие сведения

Основной целью учёта электроэнергии является получение достоверной информации о производстве, передаче, распределении и потреблении электрической энергии на розничном рынке электроэнергии для решения основных технико-экономических задач:

- финансовых расчётов за электроэнергию и мощность между субъектами рынка (энергоснабжающими организациями, потребителями электроэнергии) с учётом её качества;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей производства, передачи и распределения электроэнергии в энергетических системах;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей потребления электроэнергии на ПС;
- обеспечения энергосбережения и управления электропотреблением.

1.1 Полное наименование системы и её условное обозначение

Полное наименование системы: «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии ПС 35/6 кВ Терней».

Условное обозначение системы: «АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней».

1.2 Перечень организаций, участвующих в разработке

Заказчик: АО «ДВЭУК-ГенерацияСети».

Разработчик: АО «Ленгидропроект».

1.3 Назначение и область применения АИИС КУЭ

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней предназначена для обеспечения:

- измерений количества электроэнергии, получаемой и отпускаемой по расчётным (коммерческим) и техническим присоединениям;
- автоматизированного сбора данных измерений;
- анализа полноты и достоверности данных измерений;
- обработки и хранения данных измерений, их передачи по необходимым уровням иерархии системы;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

– расчёта учётных показателей и обеспечение регламентированного доступа функциональных служб филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети и смежных субъектов к данным учёта электроэнергии;

– технического учёта электроэнергии, расчёта баланса электрической энергии и мощности по распределительным устройствам подстанции и передачи на вышестоящие уровни диспетчерского управления;

– формирования отчётных документов.

Область применения АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней – коммерческий и технический учет электроэнергии.

1.4 Цели создания АИИС КУЭ

Целями создания АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней является:

– обеспечение филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети, своевременной, полной и достоверной информацией необходимой для коммерческих расчетов, об объемах поступившей и отпущенной электрической энергии в технологическом процессе функционирования энергетической системы;

– измерения электрической энергии, позволяющего определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах, в соответствии с требованиями Федерального закона РФ № 102 от 26.06.2008 г. «Об обеспечении единства измерений»;

– обеспечения коммерческой наблюдаемости и коммерческой управляемости высоковольтной ПС, за счет использования высокоточных синхронизированных измерений электрической энергии и мощности;

– формирования достоверных данных для производственной и статистической отчетности по полезному отпуску и реализации электрической энергии, анализа режимов электропотребления и потерь;

– передачи измеряемых параметров в ЦСОИ АИИС КУЭ филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети;

– повышение достоверности учета электрической энергии в филиале АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Критериями достижения цели создания АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней являются:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

– повышение достоверности учета электрической энергии в филиале АО «ДРСК» Приморские электрические сети;

– обеспечение служб и подразделений филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети своевременной, полной и достоверной информацией, об объемах поступившей и отпущенной электрической энергии в технологическом процессе функционирования филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

1.5 Сведения о научно-исследовательских работах, типовых проектных решениях

При разработке настоящей проектной документации научно - исследовательских работ не проводилось.

Проектная документация выполнена на основе утверждённых типовых решений и не содержит охраноспособных технических решений, поэтому проверка на патентную чистоту и патентоспособность не требуется.

При проектировании системы были применены следующие типовые решения:

- несколько счётчиков объединяются в магистрали, по которым они опрашиваются последовательно устройством сбора и передачи данных (УСПД);
- синхронизация времени счётчиков осуществляется от УСПД;
- оборудование системы (УСПД, счетчики электроэнергии 35 кВ и пр.) размещается в стандартных шкафах, обеспечивающих удобство эксплуатации, а также защиту от несанкционированного доступа.

Приведённые в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с Технической политикой Группы РусГидро и действующими нормативными документами и техническими регламентами АО «АТС», ПУЭ (7 издание).

1.6 Соответствие проектных решений действующим правилам и нормам техники безопасности

Используемые в проектной документации средства вычислительной техники по требованиям безопасности соответствуют ГОСТ 25861-83, ГОСТ Р 50571.5.54-2013, ГОСТ Р 50571.22-2000.

При выполнении строительно-монтажных работ технические средства АИИС

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

КУЭ устанавливаются таким образом, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание. Безопасность при эксплуатации оборудования обеспечивается:

- размещением оборудования с обеспечением необходимого для обслуживания пространства;
- соблюдением нормативных расстояний от рабочих мест до эвакуационных выходов;
- выбором марок кабелей, проводов и способа прокладки;
- выбором уставок автоматических выключателей защиты от сети, от токов короткого замыкания и перегрузки;
- оборудованием помещения индивидуальными средствами пожаротушения.

Для обеспечения безопасности людей и защиты оборудования, в соответствии с ПУЭ гл. 1.7, предусматривается защитное заземление (зануление) и уравнивание потенциалов.

В помещении все металлические несущие конструкции токопроводящих устройств присоединяются к контуру заземления (корпус стойки, кабельные металлоконструкции, закладные строительные конструкции и т.п.). Заземление оборудования обеспечивается соединением его с контуром заземления. Сопротивление заземляющего проводника между оборудованием и контуром заземления электроустановки не должно превышать 0,01 Ом. В качестве заземляющего проводника используется гибкий медный провод или медная полоса заземления.

Для снабжения электроэнергией активного оборудования предусматривается отдельная выделенная сеть электропитания.

По общим требованиям безопасности выбранное в проектной документации оборудование, соответствует ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

1.7 Очерёдность создания системы и объем каждой очереди

Создание АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней выполняется в одну очередь без выделения этапов строительства.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

2 Характеристика объекта автоматизации

2.1 ПС 35/6 кВ Терней

Настоящим проектом предусматривается создание АИИС КУЭ сооружаемой ПС 35/6 кВ Терней.

ПС 35/6 кВ Терней будет являться собственностью филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

АИИС КУЭ ПС состоит из совокупности ИИК, ИВКЭ и СОЕВ. Информация от ИИК поступает на специализированный контроллер (УСПД), осуществляющий сбор и обработку результатов измерений, их хранение, синхронизацию с единым временем, осуществляемую СОЕВ, их передачу на вышестоящий уровень, защиту от несанкционированного доступа, учет потерь электроэнергии, сбор и обработку данных о состоянии средств и объектов измерений.

Точки учёта электроэнергии сооружаемой ПС 35/6 кВ Терней определены в соответствии с указаниями по проектированию систем учета электроэнергии с использованием «Типовой инструкции по учёту электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» (РД 34.09.101-94).

Схема электрическая принципиальная ПС 35/6 кВ Терней с указанием точек учета электроэнергии приведена на чертеже 2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ лист 1.

Согласно принципиальной электрической схемы подстанции, учёт электроэнергии должен быть организован на присоединениях 35 кВ, 6 кВ, трансформаторах на стороне ВН и НН, а также на стороне ВН и НН ТСН должны быть установлены микропроцессорные электросчётчики, количество и класс точности которых указаны в Таблице 2.1.

Для учета электроэнергии на всех проектируемых присоединениях 35, 6 и 0,4 кВ устанавливаются трансформаторы тока с отдельной обмоткой класса 0,2S (класса 0,5S для присоединений 0,4 кВ), а также устанавливаются трансформаторы напряжения с отдельной обмоткой класса 0,2 на ВЛ 35 кВ и шинах 6 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	9

Т а б л и ц а 2.1 – Характеристика информационно-измерительных комплексов точек измерений электроэнергии АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней

№ ИИК	РУ	Наименование присоединения	Счётчик э/э				Трансформатор напряжения			Трансформатор тока			Примечание		
			Вид учёта (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. энергии	Направления учёта	Межповер. интервал,	Класс точности	Фазы	Межповер. интервал, не менее	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы		Межповер. интервал, не менее	Коэффициент трансформации
1	35 кВ	35 Т-1	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	35/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	200/5	
2	35 кВ	35 Т-2	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	35/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	200/5	
3	6 кВ	6 Т-1 (яч.4)	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	1000/5	
4	6 кВ	6 Т-2 (яч.12)	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	1000/5	
5	6 кВ	6 ТСН-1 (яч.7)	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	
6	6 кВ	6 ТСН-2 (яч.12)	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	
7	6 кВ	РУ 6 кВ ДЭС 1 секция (яч.5)	КУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	
8	6 кВ	РУ 6 кВ ДЭС 2 секция (яч.8)	КУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	
9	6 кВ	6 кВ Резерв (яч.1)	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

10

Инов. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

№ ИИК	РУ	Наименование присоединения	Счётчик э/э				Трансформатор напряжения			Трансформатор тока			Примечание		
			Вид учёта (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. энергии	Направления учёта	Межповер. интервал,	Класс точности	Фазы	Межповер. интервал, не менее	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы		Межповер. интервал, не менее	Коэффициент трансформации
10	6 кВ	6 кВ Резерв (яч.3)	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	
11	6 кВ	6 кВ Резерв (яч.9)	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	
12	6 кВ	6 кВ Резерв (яч.11)	ТУ	0,5S/1,0	П/О	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	6/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	150/5	
13	0,4 кВ	04 ТСН-1	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	Прямое включение			0,5S	А, В, С	8 лет	300/5		
14	0,4 кВ	04 ТСН-2	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	Прямое включение			0,5S	А, В, С	8 лет	300/5		

Таким образом, АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней должна быть рассчитана на автоматизацию учёта электроэнергии и мощности по 14 точкам измерений.

Структурная электрическая схема АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней приведена на чертеже 2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ лист 2.

Микропроцессорные счётчики электроэнергии объединяются по шине цифрового интерфейса RS-485. С заданной периодичностью УСПД опрашивает счётчики электроэнергии, установленные на всех вышеперечисленных присоединениях, и по запросу передаёт собранную информацию в сервер ИВК АИИС КУЭ филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети (ЦСОИ). В УСПД ведётся база данных коммерческого и технического учёта со всех ИИК ТИ, которые к нему подключены. На уровне УСПД осуществляется синхронизация времени с помощью устройства

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

синхронизации системного времени (УССВ).

Передача данных АИИС КУЭ выполняется по двум независимым (основной и резервный) каналам связи:

- основной канал – ВОЛС (скорость передачи данных – 64 кбит/с);
- резервный канал – GSM/GPRS модем (скорость передачи данных – 9,6 кбит/с).

УСПД и счётчики электроэнергии присоединений 35 кВ устанавливаются в отдельно стоящем шкафу, размещенном в помещении релейных панелей. Счётчики 6 кВ устанавливаются в ячейках КРУ 6 кВ, счётчики 0,4 кВ – в шкафах ЩСН 0,4 кВ.

Планы размещения оборудования АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней приведены на чертеже 2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ лист 3.

Питание оборудования АИИС КУЭ (счётчиков, УСПД и др.), производится от источников бесперебойного питания сети переменного тока 220 В через АВР по двум фидерам от щита переменного тока 220 В (ЩСН ~220В).

Перечень оборудования АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней приведён в Таблице 12.1 настоящего тома.

В соответствии со статьей 9 п. 1 Федерального закона РФ № 102 от 26.06.2008 г. в сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений, к применению должны допускаться средства измерений утвержденного типа, прошедшие поверку.

Решения по организации связи представлены в томе 2223-ИЛО.ИОС.СС.

2.2 КТП 35/10 кВ, ТП 10/0,4 кВ, ТП 35/0,4 кВ

Настоящим проектом предусматривается установка комплектной трансформаторной подстанции КТП 35/10 кВ мощностью 160 кВА, устанавливаемой на отпайке Благодатное, трансформаторной подстанции ТП 10/0,4 кВ мощностью 40 кВА, устанавливаемой на КПП и трансформаторной подстанции ТП 10/0,4 кВ мощностью 100 кВА, устанавливаемой на Благодатное, и трансформаторной подстанции ТП 35/0,4 кВ, устанавливаемой на Ханов ключ.

Схема электрическая принципиальная КТП 35/10 кВ с указанием точек учета электроэнергии, приведена на чертеже 2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ лист 4.

Согласно принципиальной электрической схемы подстанции, учёт

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ	Лист
							12
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

электроэнергии должен быть организован на присоединениях 35 кВ, 10 кВ, трансформаторе на стороне ВН и НН должны быть установлены микропроцессорные электросчётчики, количество и класс точности которых указаны в Таблице 2.2.

Для учета электроэнергии на всех проектируемых присоединениях 35 и 10 кВ устанавливаются трансформаторы тока с отдельной обмоткой класса 0,2S, а также устанавливаются трансформаторы напряжения с отдельной обмоткой класса 0,2 на ВЛ 35 кВ и шинах 10 кВ.

Т а б л и ц а 2.2 – Характеристика информационно-измерительных комплексов точек измерений электроэнергии КТП 35/10 кВ

№ ИИК	РУ	Наименование присоединения	Счётчик э/э				Трансформатор напряжения			Трансформатор тока			Примечание		
			Вид учёта (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. энергии	Направления учёта	Межповер. интервал,	Класс точности	Фазы	Межповер. интервал, не менее	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы		Межповер. интервал, не менее	Коэффициент трансформации
1	35 кВ	35 Т-1	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	35/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	80/5	
2	10 кВ	10 Т-1	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	10/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	30/5	
3	10 кВ	10 кВ Ф-3 Благодатное	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	10/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	30/5	
4	10 кВ	10 кВ Ф-1 КТП	ТУ	0,5S/1,0	П	10 лет	0,2	А, В, С	8 лет	10/√3 / 0,1/√3	0,2S	А, В, С	8 лет	30/5	

Структурная электрическая схема АИИС КУЭ КТП 35/10 кВ приведена на чертеже 2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ лист 5.

Микропроцессорные счётчики электроэнергии объединяются по шине цифрового интерфейса RS-485 и подключаются к преобразователю интерфейсов RS-485/Ethernet.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ

Лист

13

Счётчики электроэнергии с заданной периодичностью опрашиваются сервером ИВК АИИС КУЭ, установленным в филиале АО «ДРСК» Приморские электрические сети. Синхронизация времени счетчиков электроэнергии осуществляется во время их опроса от ИВК АИИС КУЭ филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Передача данных со счетчиков электроэнергии выполняется по каналу связи, организованному по ВОЛС, со скоростью передачи данных – 64 кбит/с.

Решения по организации связи представлены в томе 2223-ИЛО.ИОС.СС.

Счетчики электроэнергии КТП 35/10 кВ входят в объем поставки завода-изготовителя КТП 35/10 кВ.

Технические решения по организации учета электроэнергии для ТП 10/0,4 кВ (Благодатное и КПП) и ТП 35/0,4 кВ (Ханов ключ) аналогичные описанным выше решениям для КТП 35/10 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

3 Основные технические решения

3.1 Перечень подуровней, их назначение и основные характеристики

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей – трансформаторов тока и напряжения;
- первичных средств учёта – цифровых счётчиков электроэнергии;
- устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- каналов связи УСПД с первичными средствами учёта;
- устройства синхронизации системного времени (УССВ);
- переносной инженерный пульт (АРМ);
- средств программного обеспечения счётчиков, УСПД, АРМ.

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней является двухуровневой информационно-измерительной системой, включающей:

- первый уровень (информационно-измерительный комплекс - ИИК), на котором электросчётчики, обеспечивают автоматическое проведение измерений в точках измерений;

- второй уровень (информационно-вычислительный комплекс электроустановки - ИВКЭ), на котором устройство сбора и передачи данных (УСПД), осуществляет сбор результатов измерений от электросчётчиков, их обработку и передачу на третий уровень.

- третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), обеспечивающий сбор и хранение данных с уровня ИВКЭ – существующий и располагается в филиале АО «ДРСК» Приморские электрические сети (ЦСОИ).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя счётчики электроэнергии, УСПД, приёмник сигналов точного времени и стандартное программное обеспечение, реализующее алгоритм синхронизации времени в АИИС КУЭ ПС.

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, 3-х минутных подинтервалов и других показателей технического учёта электроэнергии (текущие значения тока и напряжения);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

15

- автоматическое выполнение измерений времени;
- выполнение измерений параметров электрической сети (фазные токи и напряжения, частота сети, коэффициент мощности);
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ или ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностику работы технических средств;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2013 и ГОСТ Р 51275-2006;

В состав ИИК входят:

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

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- автоматическую синхронизацию и коррекцию времени в счётчиках электроэнергии;
- ведение «Журнала событий»;
- предоставление доступа к результатам измерений;
- предоставление доступа к данным о состоянии средств измерений;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностику работоспособности технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист
Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу и по группам – не менее 3,5-х лет;
- возможность автоматического формирования файлов в формате XML-80020;
- возможность ежесуточного резервирования полученной информации;

В состав ИВКЭ входят:

- специализированный промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);
- система обеспечения единого времени (СОЕВ);
- инженерный пульт для настройки и автономного съёма информации со счётчиков электрической энергии и промконтроллера;
- источник бесперебойного питания со стабилизацией напряжения.

3.2 Состав и описание уровней ИИК и ИВКЭ

3.2.1 Уровень ИИК

Уровень ИИК – уровень объектов измерений состоит из ТТ, ТН, вторичных измерительных цепей, электронных цифровых счётчиков электроэнергии, коммуникационных средств передачи данных до уровня ИВКЭ.

Уровень ИИК системы распределяется по техническим помещениям (помещение релейных панелей, помещение ЗРУ 6 кВ) здания ОПУ ПС 35/6 кВ Терней.

Для точек измерений первичным звеном в сборе данных являются измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также вторичные измерительные цепи (для счётчиков прямого включения первичным звеном являются сами счётчики). Значения напряжения и тока считываются и обрабатываются счётчиками. Проектом предусмотрено подключение счётчиков к трансформаторам тока и напряжения через испытательные

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

переходные коробки. Информация со счётчиков электроэнергии по цифровому интерфейсу RS-485 поступает в УСПД на уровень ИВКЭ.

Включение в АИИС КУЭ точек технического учёта позволит составить баланс электроэнергии по подстанции в целом.

3.2.2 Уровень ИВКЭ

Уровень ИВКЭ подстанции представлен в составе:

- специализированный промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);
- система обеспечения единого времени (СОЕВ);
- инженерный пульт для настройки и автономного съёма информации со счётчиков электрической энергии и промконтроллера;
- источник бесперебойного питания со стабилизацией напряжения;

Уровень ИВКЭ системы размещен в помещении релейных панелей здания ОПУ ПС 35/6 кВ Терней.

УСПД обеспечивает следующие функции:

- интерфейс доступа к счётчику;
- сбор информации от счётчиков по цифровому интерфейсу;
- периодическую коррекцию времени в АИИС и в обслуживаемых УСПД счётчиках электроэнергии;
- периодический (в темпе сбора) контроль правильности текущего времени в счётчиках, запись в «Журнале событий» информации о превышении допустимого отклонения времени от эталонного;
- самодиагностику;
- установку интервала опроса счётчиков;
- установку текущих значений времени и даты;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- хранение данных о состоянии объектов измерений;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

18

– перезапуск УСПД (при пропадании напряжения, заикливании, длительном отсутствии связи).

В «Журнале событий» ИВКЭ записываются следующие данные:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в УСПД и каждом счётчике;
- изменения ПО и перепараметрирования УСПД.

Функции ИВКЭ выполняются с помощью УСПД и коммуникационного оборудования.

3.2.3 Система обеспечения единого времени (СОЕВ)

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже плюс/минус 5,0 с/сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени.

3.3 Средства и способы связи между подсистемами АИИС КУЭ

3.3.1 Взаимодействия между уровнями

Каналы связи между ИИК и ИВКЭ организуются через промышленную локальную сеть или ее фрагмент, специально выделенный для целей учёта электроэнергии, с использованием промышленных интерфейсов.

Информационное взаимодействие между ИИК и ИВКЭ на физическом уровне использует интерфейс RS-485.

Каналы связи обеспечивают скорость передачи не менее 9600 бит/с и коэффициентом готовности не хуже 0,95.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Взам. инв. №	
							Подп. и дата	
							Инв. № подл.	
							Лист	
							19	

3.3.2 Информационные связи АИИС КУЭ подстанций с внешними системами

Для связи АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней – ИВК филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети (ЦСОИ) используются резервируемые по географически разнесённым трассам цифровые каналы связи, организованные:

- основной канал – ВОЛС (скорость передачи данных – 64 кбит/с);
- резервный канал – GSM/GPRS модем (скорость передачи данных – 9,6 кбит/с).

Коэффициент ошибок в основном канале связи - не более 10^{-5} ;

Коэффициент готовности основного канала связи - не хуже 0,95.

Передача данных выполняется с ПС 35/6 кВ Терней в ЦСОИ АИИС КУЭ филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

3.3.3 Состав и формат передаваемой информации

Результаты измерений, передаваемые от АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней в ИВК филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети (ЦСОИ) отражают:

- результаты измерения потребления электроэнергии по точкам измерения АИИС КУЭ ПС в целом;
- данные коммерческого и технического учёта и результаты измерений для каждого интервала измерения соотнесены с текущим временем.

Состав информации о состоянии средств измерений, передаваемой от АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней в ИВК филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети (ЦСОИ):

- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого и технического учёта (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов);
- данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого и технического учёта (счётчики, контроллеры, каналы связи, ПО опроса и т.д.).

Ориентировочный объем передаваемой информации со счетчика в УСПД:

1. Время опроса счетчика от УСПД в объеме 30 мин профиля, без учета времени на установления и разрыва связи, составляет 2 секунды.
2. Опрос счетчиков выполняется по RS-485 со скоростью 9,6 кбит/с.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3. Итого объем информации, передаваемый от 1-го счетчика за сеанс связи составляет $9,6 \text{ кбит/с} * 2 \text{ с} = 19,2 \text{ кбит} = 2,4 \text{ кБ}$.

4. АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней состоит из 14 ИИК. Объем передаваемой информации за 30-минутный интервал со всех ИИК составит $14 * 2,4 = 33,6 \text{ кБ}$.

5. Всего за одни сутки объем передаваемой информации от всех ИИК в ИВКЭ ориентировочно составит $33,6 * 2 * 24 = 1612,8 \text{ кБ} = 1,575 \text{ МБ}$.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

4 Функции, выполняемые АИИС КУЭ

4.1 Характеристика функциональной структуры

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней состоит из следующих функциональных подсистем:

- измерительно-информационные комплексы точек учёта (ИИК);
- информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ);
- система обеспечения единого времени (СОЕВ).

ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение физических величин:
 - приращения активной электроэнергии;
 - приращения реактивной электроэнергии;
 - среднеинтервальная активная мощность;
 - время и интервалы времени;
 - напряжение;
 - ток;
- запись данных графика нагрузки;
- самодиагностика и ведение журнала событий;
- восстановление данных при пропадании напряжения;
- передачу измеренных величин и записей журнала событий в ИВКЭ;
- хранения: профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом на глубину не менее 123 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, в том числе в прямом и обратном направлениях, запрограммированных параметров - не менее 3-х лет, суточных значений на глубину не менее 120 суток, а также запрограммированных параметров.

В «Журнале событий» ИИК ведётся регистрация даты и времени следующих событий:

- отключения и включения питания;
- корректировки времени;
- ручного сброса мощности;
- удалённая и местная параметризация;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

– включение и выключение режима тестирования.

ИВКЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- интерфейс доступа к счётчику;
- сбор информации от счётчиков по цифровому интерфейсу;
- периодическую коррекцию времени в промконтроллере и в обслуживаемых промконтроллером счётчиках электроэнергии;
- периодический (в темпе сбора) контроль правильности текущего времени в счётчиках, запись в журнале событий информации о превышении допустимого отклонения времени относительно эталонного;
- самодиагностику;
- установку интервала опроса счётчиков;
- установку текущих значений времени и даты;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- возможность объединения в информационную сеть с другими промконтроллерами;
- перезапуск промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании, длительном отсутствии связи с ЦСОИ).

В «Журнале событий» ИВКЭ записываются следующие данные:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в каждом счётчике.

СОЕВ обеспечивает измерение и синхронизацию времени во всех подсистемах АИИС КУЭ ПС.

4.2 Описание функций

4.2.1 Измерение физических величин

Измерение физических величин производится в каждом ИИК. Функция выполняется постоянно.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

При измерении физических величин счётчик выполняет следующее:

- аналогово-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения;
- расчёт данных о потреблённой электроэнергии и мощности;
- получение именованных физических единиц заданной размерности;
- запись данных в профиль нагрузки;
- из расчётных данных о потреблении мощности формируется профиль нагрузки.

Профиль записывается в память счётчика.

Расчётный период – это время, по которому интегрируется энергия и в котором вычисляется максимальная мощность. Расчётный период равен 1 месяцу.

В конце расчётного периода выполняются следующие функции:

- передача измеренных величин из регистров для текущих расчётных периодов в соответствующие регистры предыдущего расчётного периода;
- передача данных из регистров для предыдущих расчётных периодов в соответствующие регистры для одного расчётного периода назад;
- очистка регистров мощности по текущему периоду потребления;
- очистка регистров максимальной мощности;
- суммирование максимальных мощностей в момент окончания расчётного периода с соответствующими величинами, записанными в регистрах для общей мощности;
- генерация и регистрирование данных для начала нового отсчёта;
- самодиагностика и ведение журнала событий.

Счётчик проводит самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдаёт коды ошибок или предупреждений. Счётчик выполняет процесс самодиагностики автоматически при следующих условиях:

- при первоначальном подключении счётчика;
- каждые 24 часа после подачи питания;
- при каждом обращении через оптический порт;
- после перерыва питания.

При самодиагностике счётчик проводит электронный анализ, включающий проверку следующих аспектов:

- подтверждения конфигурации данных;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- точности генератора тактовой частоты часов;
- напряжения литиевой батареи (разрядка батареи);
- нормальной работы микропроцессора;
- обнаружение и идентификация условий для выдачи кодов предупреждений.

Счётчики записывают определённые типы событий в «Журнал событий». Запись каждого события сопровождается датой и временем, в которое оно произошло. Это даёт возможность последующего анализа работы счётчика, фактов вмешательства в его работу, а также устранения ошибок. Для надёжности работы «Журнал событий» не может быть удалён.

В «Журнале событий» счётчика ведётся регистрация даты и времени следующих событий:

- отключения и включения питания;
- корректировки времени;
- ручного сброса мощности;
- удалённая и местная параметризация.

4.2.2 Сбор информации в ИВКЭ

Сбор информации в ИВКЭ заключается в автоматическом периодическом опросе соответствующих ИИК. Опрос выполняется с использованием цифровых интерфейсов по каналам связи, организованным посредством RS-485. Также, сбор информации может осуществляться опросом счётчиков через оптопорт при помощи переносного инженерного пульта, со специализированным ПО.

4.2.3 Контроль достоверности измерительной информации

При контроле достоверности измерительной информации выполняется анализ полноты измеренных данных и принимается решение о достоверности или недостоверности измерения. Факт появления недостоверной информации сигнализируется.

4.2.4 Формирование архива измеренных величин

Формирование архива результатов измерений происходит по следующему

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист
							25
Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

алгоритму:

- опрос всех ИИК и сбор данных с них в ИВКЭ;
- опрос всех ИВКЭ и сбор данных с них в ИВК;
- запись данных в базу данных АИИС КУЭ.

4.2.5 Формирование архива технической и диагностической информации

При формировании архива технической и служебной информации выполняется:

- регистрация события в системном журнале;
- сигнализация аварийных или не санкционированных событий;
- запись события в базу данных АИИС КУЭ.

4.2.6 Формирование сальдо по энергопотреблению и распределению электроэнергии

При формировании сальдо по энергопотреблению и распределению электроэнергии выполняются необходимые расчёты и формируются отчёты.

4.2.7 Контроль состояния программно-технических средств

Контроль работоспособности программно-технических средств осуществляется на всех уровнях и во всех подсистемах АИИС КУЭ.

В ИИК и ИВКЭ выполняются тестовые самопроверки. Во время сеансов связи осуществляется анализ взаимодействия и исправности каналов связи.

4.2.8 Довосстановление данных

Системой АИИС КУЭ ПС предусмотрен режим довосстановления данных. Довосстановление данных происходит в автоматическом режиме после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.д.

А также, предусмотрено довосстановление данных путём снятия информации со счётчиков автономным способом через оптический порт на переносной инженерный пульт. Информация переносится на сервер системы для дальнейшего использования в коммерческом и техническом учёте электроэнергии. Подробное описание данной процедуры приводится в эксплуатационной документации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

4.2.9 Измерение и синхронизация времени

Измерение времени происходит автоматически внутренними таймерами устройств. Нормирование величин отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым календарным временем.

Синхронизация времени в ИВКЭ осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через приёмник точного времени – УССВ. Контроль времени в ИИК происходит при каждом сеансе связи.

4.2.10 Степень автоматизации функций

В автоматическом режиме выполняются следующие основные функции АИИС КУЭ:

- измерение следующих величин:
 - приращение активной электроэнергии;
 - приращение реактивной электроэнергии;
 - среднеинтервальная активная мощность;
 - время и интервалы времени;
 - напряжение;
 - ток;
- сведение простейшим способом баланса по сетевым элементам;
- замещение данных;
- расчёт учётных показателей;
- коррекция времени в ИИК, ИВКЭ;
- хранение информации (профиля) на всех уровнях АИИС КУЭ ПС;
- самодиагностика и ведение журнала событий в ИИК;
- сбор результатов измерений, состояний средств измерения в ИВКЭ;
- цикличность измерений и сбора информации;
- контроль достоверности измерительной информации (Журналы событий);
- контроль восстановления данных;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к результатам измерений;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- доступ к технической и диагностической информации;
- формирование сальдо по энергопотреблению;
- синхронизация времени;
- контроль состояния программно-технических средств АИИС КУЭ ПС.

4.3 Периодичность выполнения функций АИИС КУЭ

Т а б л и ц а 4.1 - Периодичность выполнения функций АИИС КУЭ

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения	Критерий отказа
Получение (измерение и сбор) физических величин коммерческого и технического учёта электроэнергии	Автоматическое измерение физических величин	30 мин	Отсутствие записи в профиле нагрузки ИИК за один период
	Автоматический сбор информации об измеренных физических величинах	30 мин или по запросу	Результаты измерений не получены в ИВКЭ за один период
	Формирование 30-ти минутных значений профиля нагрузки	Одни сутки	Не сформирован профиль за один период
Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла)	Ручной запуск программ. Предоставление доступа к отчётным и иным документам в визуальной, печатной и электронной форме	По мере необходимости и (за любой временной интервал, кратно 30 мин.)	Невозможность доступа до момента предоставления результатов измерений в АИИС КУЭ
Ведение журналов событий	Ведение журнала событий ИИК	По факту события	Отсутствие записей в журнале событий за одни сутки при наличии таковых
	Ведение журнала событий ИВКЭ	По факту события	Отсутствие записей в журнале событий за одни сутки при наличии таковых

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения	Критерий отказа
Контроль достоверности измерений	анализ пропуска данных; анализ журнала событий ИИК; статистический анализ данных; сравнение с плановыми значениями.	30 мин	Не выполнен контроль достоверности до процедуры замещения информации
Формирование архивов информации	Формирование архива измеренных величин, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив	Одни сутки	Нет записи в архиве за один период
	Формирование архива технической и служебной информации с функцией автоматического перезапуска системы	Одни сутки	Нет записей в архиве за семь периодов подряд
	Формирование архива НСИ	В момент окончания действия	Отсутствие возможности исполнения функции привело к передаче в ИВК искажённой информации
Организация доступа к информации АИИС КУЭ ПС	Организация доступа к результатам измерений и/или отправка данных другим потребителям результатов измерений	Одни сутки	Результаты измерений не предоставлена в ИВК за один период
	Организация доступа к технической и служебной информации	30 мин	Отсутствие доступа в течение одной недели

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

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения	Критерий отказа
Синхронизация времени в АИИС КУЭ ПС	Синхронизация времени в каждом ИИК в автоматическом режиме	Контроль – при каждом обращении. Синхронизация – при необходимости	Абсолютная разность показаний времени СОЕВ и ИИК превышает пять секунд
	Синхронизация времени в каждом ИВКЭ	Контроль – при каждом обращении. Синхронизация – при необходимости	Превышение разности показаний времени СОЕВ и ИВКЭ абсолютной величины в пять секунд
Контроль функционирования АИИС КУЭ ПС и её компонентов (состояния средств измерения)	Автоматизированный контроль работоспособности программно-технических средств ИВК	Одни сутки	Отсутствие записи о контроле в журнале событий за один период
	Автоматизированный контроль работоспособности программно-технических средств ИВКЭ	Одни сутки	Отсутствие записи о контроле в журнале событий за один период
	Автоматизированный контроль работоспособности программно-технических средств ИИК	Одни сутки	Отсутствие записи о контроле в журнале событий за один период

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

30

5 Техническое обеспечение АИИС КУЭ

5.1 Решения по измерительным трансформаторам

В соответствии с требованиями п. 3.13.8 Технической политики Группы РусГидро, «Типовой инструкция по учёту электроэнергии при её производстве, передаче и распределении» и ПУЭ класс точности измерительных трансформаторов тока (ТА) и напряжения (ТВ), применяемых для подключения коммерческих счётчиков на проектируемых присоединениях составляет:

- классы точности измерительных трансформаторов тока:
 - для присоединений с номинальным напряжением 6 кВ и выше – не хуже 0,2S;
 - для остальных присоединений – не хуже 0,5S.
- классы точности измерительных трансформаторов напряжения:
 - для присоединений с номинальным напряжением 6 кВ и выше – не хуже 0,2;
 - для остальных присоединений – не хуже 0,5.

Количество ТА, ТВ и их вторичных обмоток обеспечивает отдельное подключение средств АИИС КУЭ от измерительных приборов и средств РЗА. Измерительные цепи технического учёта подключаются к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности.

Трансформаторы тока устанавливаются в трёх фазах. Для учёта электроэнергии по отходящим ВЛ используются обмотки трансформаторов тока, находящихся в линии.

Применение промежуточных трансформаторов тока не допускается.

Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям.

Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ.

Выводы вторичных обмоток измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого и технического учёта, а также промежуточные клеммники вторичных цепей защищаются от несанкционированного доступа и имеют возможность опломбирования.

Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

тока и напряжения должны отвечать требованиям ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983-2015 соответственно.

Средняя наработка на отказ – не менее 300 000 часов.

Средний срок службы – не менее 30 лет.

Межповерочный интервал – не менее 8 лет.

Измерительные трансформаторы должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Госреестр СИ), иметь действующие свидетельства о поверке.

5.2 Вторичные цепи АИИС КУЭ

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчётчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

Счётчик электроэнергии подключается к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищённым от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчётчику производится через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счётчика. Допускается применение единой электрической цепи для подключения электросчётчиков к одному трансформатору напряжения, при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа и выполнении требований, указанных в предыдущем абзаце.

В измерительных цепях ИИК точек измерений предусматривается возможность замены электросчётчика и подключения образцового счётчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.).

Вторичные измерительные цепи защищаются от несанкционированного доступа.

Площадь сечения соединительных проводов во вторичных цепях ТТ и ТН коммерческого и технического учета должны соответствовать требованиям ПУЭ для медных проводников.

Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных ТТ не должна превышать мощности номинальных вторичных нагрузок этих трансформаторов, указанных в паспорте ТТ.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

вторичных цепей ТТ и ТН необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

При недогрузке во вторичных цепях ТТ и ТН должны устанавливаться догрузочные резисторы.

5.3 Счётчики электроэнергии

Технические параметры и метрологические характеристики коммерческих счётчиков субъекта розничного рынка должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.22-2012 «Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S» (для реактивной энергии - по ГОСТ 31819.23-2012).

Счётчики электрической энергии должны поддерживать протоколы обмена данными ModBus – подобный, СЭТ-4ТМ – совместимый протокол и протокол DLMS/COSEM (СПОДЭС).

Счётчики должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Госреестр СИ), иметь действующие свидетельства о поверке.

Счётчики обеспечивают реверсивный учёт для присоединений, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях.

Счётчики проводят учёт активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности).

Применяемые счётчики являются микропроцессорными трёхфазными 3-х элементными и включаются в каждую фазу присоединения.

Счётчики имеют два цифровых интерфейса RS-485, а также оптопорт для съёма информации автономным образом.

Счётчики соответствуют следующим основным требованиям:

- для всех присоединений – не хуже 0,5S.

Электросчётчики обеспечивают следующие технические требования:

- измерение активной/реактивной электроэнергии с нарастающим итогом;
- возможность измерения с нормируемой погрешностью: фазные токи и напряжения, частоту сети, коэффициент мощности 3-х фазной сети и пофазно;
- возможность подключения дополнительного источника питания;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

– имеют в наличии энергонезависимую память для хранения: профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом на глубину не менее 123 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, в том числе в прямом и обратном направлениях, запрограммированных параметров - не менее 3-х лет, суточных значений на глубину не менее 120 суток, а также запрограммированных параметров;

– подключение по нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС КУЭ, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования;

– имеют в наличии энергонезависимые часы, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 1,0$ секунда в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);

– имеют в наличии «Журнал событий», фиксирующего время и даты наступления событий;

– защиту от несанкционированного изменения параметров, при этом защита обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

– автоматическую самодиагностику измерительного и вычислительного блоков, таймера, блока питания, дисплея, блока памяти (подсчёт контрольной суммы);

– работоспособность в диапазоне температур, определённых условиями эксплуатации (от -40 °С до $+60$ °С);

– средняя наработка на отказ – не менее 100 000 часов;

– срок эксплуатации – не менее 20 лет;

– межповерочный интервал – не менее 10 лет.

В «Журнале событий» фиксируются:

– попытки несанкционированного доступа;

– факты 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 по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

– перерывы питания;

– обобщённый сигнал самодиагностики.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

5.4 Устройство сбора и передачи данных

Устройство сбора и передачи данных соответствует следующим основным требованиям:

- сбор результатов измерения;
- сбор информации о состоянии средств измерений;
- цикличность сбора – не реже 1 раз в сутки;
- наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени;
- наличие встроенного календаря и часов с точностью хода не хуже $\pm 3,0$ с/сут;
- синхронизация времени в УСПД и в счётчиках;
- автоматическая диагностика (контроль зависания УСПД) – не реже одного раза в сутки;
- возможность автоматического перезапуска, в том числе и по инициативе с уровня ИВК - не реже 1 раза в сутки;
- наличие порта Ethernet для связи с верхним уровнем;
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа;
- наличие защиты на программном уровне при параметрировании УСПД;
- средняя наработка на отказ – не менее 50 000 часов;
- средний срок службы – не менее 15 лет;
- межповерочный интервал – не менее 5 лет;

Установка УСПД и другое оборудования ИВКЭ производится в отдельно стоящем шкафу.

5.5 Размещение и защита технических средств АИИС КУЭ

Размещение и защита технических средств АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней выполняется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

5.5.1 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Технические решения, принятые настоящей проектной документацией, при проектировании АИИС КУЭ соответствуют требованиям экологических, санитарно-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта.

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током устанавливаемые счётчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865-93, а по безопасности эксплуатации счётчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261-94, ГОСТ 12.2.091-2002 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счётчиков в шкафах и в ячейках не требуется.

При компоновке шкафов и ячеек, на которых устанавливаются: счётчики, коробки испытательные переходные и преобразователи интерфейсов, учитывается наличие удобных и доступных зон работы по высоте панели. Высота от пола до коробки зажимов счётчиков предусматривается в пределах 0,4 - 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» на панелях с устройствами ИИК, ИВКЭ после их монтажа выполняются следующие мероприятия:

- под каждым средством учёта (счётчиком) наносится надпись, указывающая наименование присоединения, на котором производится учёт;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ наносятся надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах – надписи или маркировку согласно схем.

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала предусматривается защитное заземление шкафов АИИС КУЭ. Защитное заземление выполняется путём присоединения корпусов оборудования к заземляющим устройствам.

Кабельные связи технических средств системы выполняются специальным кабелем по существующим или вновь монтируемым металлоконструкциям в кабельных этажах и кабельных тоннелях, если таковые имеются, прокладка ведётся согласно действующим нормам и правилам.

Для резервирования электропитания оборудования вычислительной техники ИВКЭ и ИИК проектом предусмотрена установка источников бесперебойного питания

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист
										36

(ИБП).

5.5.2 Методы защиты технических средств

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

5.5.2.1 Защита от электромагнитных воздействий

Счётчики электроэнергии для присоединений 35 кВ, УСПД и коммуникационное оборудование АИИС КУЭ устанавливаются в отдельно стоящих шкафах, счётчики электроэнергии для присоединений 6 кВ устанавливаются в релейных отсеках ячеек КРУ 6 кВ, а счётчики электроэнергии для присоединений 0,4 кВ СН устанавливаются на лицевой двери шкафов ЩСН, что практически полностью исключает влияние от электромагнитных воздействий.

На электрических подстанциях при коммутациях электрооборудования, коротких замыканиях, 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 КУЭ, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений проектом предусматриваются следующие требования к прокладке кабельных линий:

- кабели вторичных измерительных цепей, информационные кабели и силовые кабели прокладываются по разным трассам;
- в цепях линий связи предусматривается экранированный кабель.

Для обеспечения нормальной работы устройств ИИК, ИВКЭ предусматривается заземление устройств этих систем и соединительных кабелей.

Рабочее заземление осуществляется присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств, кратчайшим путём к зажимам контура заземления шкафов и

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

корпусов устройств АИИС КУЭ.

5.5.2.2 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счётчики относятся к группе 5 по ГОСТ 22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счётчики размещаются в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже плюс 5°С.

5.5.2.3 Защита от механических воздействий

Для защиты от механических повреждений проектом предусматривается размещение оборудования и счётчиков в отдельных шкафах. Оборудование размещается с максимально-возможными удобствами его обслуживания (осмотр, профилактика, мелкий ремонт).

5.5.2.4 Защита от несанкционированного доступа

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределённой электроэнергии.

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ и каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ должны быть приняты меры, исключая несанкционированное увеличение допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Для обеспечения выполнения этого требования необходимы следующие технические и организационные мероприятия:

- опломбирование или маркирование знаками визуального контроля всех разъёмных соединений электрических цепей, подключение к которым дополнительных технических устройств или замена может привести к увеличению допустимой нагрузки на измерительные трансформаторы;

- на подстанции, где организованы ИИК, должны быть эксплуатационные схемы

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

с указанием всех счётчиков и измерительных приборов, включённых во вторичные цепи измерительных трансформаторов и указанием мест опломбирования или маркирования знаками визуального контроля. Все изменения во вторичных цепях измерительных трансформаторов расчётного учёта должны быть отражены в этих схемах.

Маркирование знаками визуального контроля клеммных соединений осуществляется только при условии снятия с них напряжения с соблюдением действующих правил техники безопасности.

После снятия напряжения визуальным осмотром уточняются места установки знаков и необходимые размеры подосновы для надёжной защиты клеммного соединения.

Маркирование корпусов электроизмерительных приборов и коммутационных аппаратов в цепях учёта может проводиться знаками без предварительного их закрепления на подоснове и без снятия напряжения, с соблюдением необходимых мер предосторожности.

Специальные знаки визуального контроля предназначены для защиты:

- разъёмных соединений электрических цепей путём закрепления поверх соединения;
- электроизмерительных приборов и коммутационных аппаратов в цепях учёта путём закрепления поверх места стыковки элементов корпуса.

Маркированию знаками визуального контроля или опломбированию в цепях тока ИИК подлежат: разъёмные соединения (на трансформаторах тока, переходных зажимов ячеек и коробки зажимов счётчиков) и коробки испытательные переходные.

Маркированию знаками визуального контроля или опломбированию в цепях напряжения ИИК подлежат: коробки испытательные переходные и разъёмные соединения (на трансформаторах напряжения, переходных зажимов ячеек и коробки зажимов счётчиков).

Счётчики имеют встроенные способы защиты от несанкционированного доступа к данным. Устанавливается пароль, предотвращающий несанкционированный доступ через оптический порт. Кроме того, поскольку в счётчике нет движущихся частей, счётчик невосприимчив к попыткам механического воздействия, которые могут иметь место с электромеханическими счётчиками. Их аудиторская способность обеспечивает запись числа и времени изменений программы, числа отключений напряжения питающей сети, числа сбросов показаний максимальной мощности и других, связанных с

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист
											39

достоверностью данных величин, характерных для многотарифных счётчиков.

Счётчики имеют два уровня пломбирования:

– крышка счётчика пломбируется пломбой завода изготовителя после приёмосдаточных испытаний и тестирования счётчика, а также пломбой с оттиском поверяющей организации, уполномоченной Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии или поверителем Юридического лица аккредитованного на право поверки СИ с соответствующей областью аккредитации, при проведении поверки счётчиков;

– каждый установленный расчётный счётчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счётчика, пломбы с клеймом Госповерителя, а на зажимной крышке пломбу энергоснабжающей организации. На вновь устанавливаемых счётчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 месяцев.

Конструкция шкафов учёта и коробок зажимов расчётных счётчиков имеет возможность их пломбирования.

В цепях напряжения для защиты кабелей устанавливается автоматический выключатель, который устанавливается в специальную коробку с возможностью опломбирования.

После сдачи системы в опытную эксплуатацию, необходимо провести ревизию на предмет соответствия установленным требованиям к АИИС и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учёта электрической энергии.

Организационным мероприятием, ограничивающим доступ к оборудованию ИИК, ИВКЭ является составление списка лиц предприятия, имеющих право доступа к названному оборудованию. Приказ с введением режима доступа и список допускаемых лиц утверждается главным инженером предприятия.

Доступ к программе и базе данных защищены также средствами операционной системы и средствами системы управления базой данных.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

6 Описание постановок задач

6.1 Характеристики функциональных задач

Т а б л и ц а 6.1 - Характеристики функциональных задач

Комплекс задач	Степень автоматизации	Период	Цель
Измерение первичной информации в точках учёта ЭЭ	Автоматически	30 минут	Измерение активной и реактивной энергии в точке учёта и обеспечение доступа к результатам измерений
Консолидация информации по электроустановке	Автоматически	30 минут	Автоматический сбор, диагностика и обработка информации по учёту ЭЭ в электроустановке
Консолидация информации в сечении поставки ЭЭ			Автоматизированный сбор и обработка информации по состоянию в ИВК, а также обеспечение интерфейсов доступа к этой информации
Содержание:			
1) Решение вычислительных задач по замещению отсутствующей измерительной информации, в соответствии с договорными условиями	Автоматически	1 сутки	
2) Ведение журнала событий о состоянии ИИК и ИВКЭ	Автоматически	Постоянно	
3) Формирование профиля нагрузки 30 минутных значений,	Автоматически	1 сутки	
4) Формирование архива измеренных величин	Автоматизировано	1 сутки	
5) Формирование архива технической и служебной информации	Автоматизировано	Постоянно	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

41

Комплекс задач	Степень автоматизации	Период	Цель
б) Контроль работоспособности программно-технических средств ИИК, ИВКЭ	Автоматизировано	1 сутки	
Синхронизация времени.			Измерение и синхронизация времени ИИК, ИВКЭ, и генерация эталонных сигналов времени; Автоматическая синхронизация времени ИИК, ИВКЭ
Содержание:			
1) Контроль расхождения времени	Автоматически	1 сутки	
2) Синхронизация времени каждого ИИК, ИВКЭ	Автоматически	1 сутки	
1) Доступ к результатам измерений	Автоматизировано	30 минут	Организация автоматизированного коммерческого и технического учёта ЭЭ в точках учёта, взаимодействие входящих в неё комплексов и внешней среды
2) Передача получасовых данных коммерческого и технического учёта и схем измерений для каждого интервала измерения.	Автоматизировано	30 минут	
3) Доступ к технической и служебной информации	Автоматизировано	30 минут	
4) Передача данных по электрическим сетям и данных по состоянию технологического оборудования электрических сетей.	Автоматизировано	30 минут	
5) Передача данных по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учёта	Автоматически	1 сутки	
б) Контроль над выполнением договорных обязательств по энергопотреблению распределению электроэнергии	Автоматизировано	1 сутки	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

42

7 Информационное обеспечение

7.1 Организация сбора и передачи информации

На ПС производится автоматический сбор и передача информации АИИС КУЭ в ЦСОИ. При взаимодействии ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях, произведённых на объекте и состоянии оборудования на нем. Передаваемая информация размещается в УСПД.

7.2 Организация немашинной информации

Немашинная 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 (паспорт)];
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы;
- Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации;

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытной эксплуатации и включает в себя Технорабочий проект, исправления и дополнения к нему.

7.3 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на неё функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

8 Состав программных средств

8.1 Программное обеспечение уровня подстанции

Программное обеспечение (ПО) предназначено для описания объектов энергетики и ведения учёта электроэнергии и мощности для описанных объектов энергетики.

ПО позволяет представлять учётные параметры в графическом и табличном виде, выводить отчёты на устройство печати или представлять их в формате документов Excel.

На переносной инженерный пульт АИИС КУЭ устанавливается специализированный программный пакет для работы со счетчиками электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

9 Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ

9.1 Общие сведения

Настоящий раздел проектной документации освещает вопросы метрологического обеспечения АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней.

Метрологическое обеспечение создания и функционирования АИИС КУЭ включает в себя следующие виды деятельности в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002:

- метрологическую экспертизу проектной документации;
- разработку МИ (при расширении АИИС КУЭ - дополнений к МИ). Разработка МИ обусловлена необходимостью получения легитимной измерительной информации о значении электрической энергии при проведении торговых операций и взаимных расчетов между покупателем и продавцом на РРЭ с помощью АИИС КУЭ;
- обеспечение аттестации МИ (при расширении АИИС КУЭ - дополнений к МИ), в Госстандарте РФ или в аккредитованных Госстандартом РФ организациях и внесение аттестованной МИ в Федеральный реестр;
- проведение поверки СИ, входящих в состав ИК (по ИК, относящимся к сфере государственного регулирования), проведение калибровки СИ, входящих в ИК (по ИК, не относящимся к сфере государственного регулирования);
- оформление паспортов-протоколов на измерительные комплексы;
- метрологический надзор и контроль за применением СИ, ИК, АИИС КУЭ в целом, аттестованных МИ в процессе эксплуатации;
- поверку АИИС КУЭ.

Метрологическую экспертизу технической документации на АИИС КУЭ проводить в соответствии с РМГ 63-2003 и МИ 1314-86, организацией аккредитованной в соответствии с ПР 50.2.013-97.

9.2 Решения по организации измерений

9.2.1 Требования к измерениям и нормам точности измерений

Метод измерения активной и реактивной электроэнергии основан на преобразовании тока и напряжения с последующим измерением и интегрированием по времени активной и реактивной энергии контролируемого присоединения (точке

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

измерений) за 30-ти минутный интервал времени. Преобразование тока осуществляется с помощью измерительных трансформаторов тока. Преобразование напряжения осуществляется с помощью измерительных трансформаторов напряжения. Измерение и интегрирование электрической энергии осуществляется при помощи счётчика с нормированными метрологическими характеристиками, автоматически вырабатывающего измерительные сигналы, которые передаются через контроллер приема-передачи данных в сервер для автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения, передаче и отображения данных об электроэнергии.

Метрологические характеристики проектируемых ИИК АИИС КУЭ определяются классом точности ТТ, ТН, счётчика и сопротивлением кабельных линий от ТН до счётчика, а также условиями эксплуатации СИ. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК в ИВК, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

Все элементы АИИС КУЭ (измерительные трансформаторы, счётчики электроэнергии и т.д.) должны иметь документы, нормирующие его метрологические характеристики, быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений РФ), иметь действующие свидетельства о поверке.

Измерения параметров независимо от их принадлежности к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений (ГР) должны выполняться с нормированной точностью во всем диапазоне изменения параметра, что определяется действующим законодательством Российской Федерации, техническими регламентами, стандартами и другими нормативными документами Государственной системы обеспечения единства измерений Российской Федерации, отраслевыми НТД.

Типовой перечень измеряемых параметров, выполняемых АИИС КУЭ приведен в Таблице 9.1.

Измеряемые параметры, отмеченные литерой «Р» являются обязательными (регламентированными) для измерения. Измеряемые параметры, отмеченные литерой «О» (опционные), не являются обязательными для реализации основных функций АИИС КУЭ.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Т а б л и ц а 9.1 – Перечень измеряемых параметров АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование измеряемого параметра	Обязательность измерения параметра
1	Энергия активная (суммарная по трем фазам), $W_a\Sigma$ (кВт·ч)	Р
2	Энергия реактивная (суммарная по трем фазам), $W_p\Sigma$ (квар·ч)	Р
3	Время текущее системное, t , (с)	Р
4	Энергия полная (суммарная по трем фазам), $W\Sigma$, (кВ·А·ч)	О
5	Мощность активная (фазная / суммарная по трем фазам), $P_f / P\Sigma$, (Вт)	О
6	Мощность реактивная (фазная / суммарная по трем фазам), $Q_f / Q\Sigma$, (вар)	О
7	Мощность полная (фазная / суммарная по трем фазам), $S_f / S\Sigma$, (В·А)	О
8	Коэффициент мощности (фазный / суммарный по трем фазам), $\cos\varphi_f / \cos\varphi\Sigma$	О
9	Сила тока (фазная), I_f , (А)	О
10	Напряжение (фазное / линейное), U_f / U_l , (В)	О
11	Частота сети (фазная), f_f , (Гц)	О

Перечень измерительных каналов вновь создаваемой АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней представлен в Таблице 9.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Т а б л и ц а 9.2 – Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней

№ ИИК	Наименование ИИК
1	35 Т-1
2	35 Т-2
3	6 Т-1 (яч.4)
4	6 Т-2 (яч.12)
5	6 ТСН-1 (яч.7)
6	6 ТСН-2 (яч.12)
7	РУ 6 кВ ДЭС 1 секция (яч.5)
8	РУ 6 кВ ДЭС 2 секция (яч.8)
9	6 кВ Резерв (яч.1)
10	6 кВ Резерв (яч.3)
11	6 кВ Резерв (яч.9)
12	6 кВ Резерв (яч.11)
21	04 ТСН-1
22	04 ТСН-2

Характеристики измерительных каналов вновь создаваемой АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней сведены в Таблице 9.3.

Значения максимальных допускаемых погрешностей измерений параметров АИИС КУЭ, установленных в качестве норм точности измерений параметров АИИС КУЭ, для различных диапазонов изменения рабочего тока и коэффициента мощности приведены в графе 4 Таблицы 9.3.

В графе 2 Таблицы 9.3 указаны номера ИК в соответствии с Таблицей 9.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Изм.	
Кодуч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

2223-ИЛЮ.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист 49

Т а б л и ц а 9.3 - Характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней

№ п/п	Наименование ИИК (присоединения)	Наименование измеряемого параметра	Норма точности измерения параметра	Рабочий диапазон изменения параметра	Требования к МХ (класс точности или предел погрешности) СИ ИК АИИС КУЭ				Вид учета (КУ / ТУ)	Отнесение к сфере ГРОЕИ (в сфере / вне сферы)	
					ТТ	ТН	Счетчик	Предел падения напряжения во вторичных цепях, %			
1	1 – 12 (присоединения 6 кВ и выше)	энергия активная (суммарная по трем фазам), $W_{a\Sigma}$ (кВт·ч)	$\pm 5,5 \%$	$0,5 \leq \cos\varphi < 0,8$	$0,02I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$	КТ 0,2S	КТ 0,2	КТ 0,5S	0,25	КУ	в сфере
			$\pm 3,0 \%$		$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$						
		$\pm 2,9 \%$	$0,8 \leq \cos\varphi < 1,0$	$0,02I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$							
		$\pm 1,7 \%$		$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$							
2	1 – 12 (присоединения 6 кВ и выше)	энергия реактивная (суммарная по трем фазам), $W_{p\Sigma}$ (квар·ч)	$\pm 3,0 \%$	$0,5 \leq \cos\varphi < 0,8$ ($0,87 \geq \sin\varphi > 0,6$)	$0,05I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$	КТ 0,2S	КТ 0,2	КТ 1,0	0,25	КУ	в сфере
			$\pm 7,0 \%$		$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$						
		энергия активная (суммарная по трем фазам), $W_{a\Sigma}$ (кВт·ч)	$\pm 5,5 \%$	$0,5 \leq \cos\varphi < 0,8$	$0,02I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$						
			$\pm 3,0 \%$		$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$						
3	13, 14	энергия активная	$\pm 5,5 \%$	$0,5 \leq \cos\varphi < 0,8$	$0,02I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$	-		0,25	ТУ	вне сферы	

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

Изм.	Кодуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

№ п/п	Наименование ИИК (присоединения)	Наименование измеряемого параметра	Норма точности измерения параметра	Рабочий диапазон изменения параметра	Требования к МХ (класс точности или предел погрешности) СИ ИК АИИС КУЭ				Вид учета (КУ / ТУ)	Отнесение к сфере ГРОЕИ (в сфере / вне сферы)	
					ТТ	ТН	Счетчик	Предел падения напряжения во вторичных цепях, %			
	(присоединения 0,4 кВ)	(суммарная по трем фазам), W_{Σ} (кВт·ч)	$\pm 3,0\%$	$0,8 \leq \cos\varphi < 1,0$	$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$	КТ 0,5S		КТ 0,5S			
			$\pm 2,9\%$		$0,02I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$						
			$\pm 1,7\%$		$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$						
		энергия реактивная (суммарная по трем фазам), Wp_{Σ} (квар·ч)	$\pm 3,0\%$	$0,5 \leq \cos\varphi < 0,8$ ($0,87 \geq \sin\varphi > 0,6$)	$0,05I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$	КТ 0,5S	-	КТ 1,0	0,25	ТУ	вне сферы
$\pm 7,0\%$	$0,1I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$		$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$								
4	1 – 14 (все присоединения)	время текущее системное, t, (с)	± 5 с (Δ)	-	$0 \text{ с} < t \leq 86400 \text{ с}$	-	-	± 1 с/сут (Δ) (счетчик) ± 3 с/сут (Δ) (УСПД)	-	вне сферы	
5	1 – 12 (присоединения 6 кВ и выше)	энергия полная (суммарная по трем фазам), W_{Σ} (кВ·А·ч)	$\pm 7,0\%$	-	$0,02I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$	КТ 0,2S	КТ 0,2	$\pm 1,5\%$ (δ)	0,25	-	вне сферы
			$\pm 3,0\%$	-	$0,2I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$						
		$\pm 5,5\%$	$0,5 \leq \cos\varphi < 0,8$	$0,02I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$				0,25	-	вне сферы	

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

Изм.	Кодуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

№ п/п	Наименование ИИК (присоединения)	Наименование измеряемого параметра	Норма точности измерения параметра	Рабочий диапазон изменения параметра	Требования к МХ (класс точности или предел погрешности) СИ ИК АИИС КУЭ				Вид учета (КУ / ТУ)	Отнесение к сфере ГРОЕИ (в сфере / вне сферы)
					ТТ	ТН	Счетчик	Предел падения напряжения во вторичных цепях, %		
		мощность активная (фазная / суммарная по трем фазам), Pф / PΣ, (Вт)	± 3,0 %	0,8 ≤ cosφ < 1,0	0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}	КТ 0,2S	КТ 0,2	± 1,0 % (δ)	-	-
	± 2,9 %		0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}							
	± 1,7 %		0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}							
	мощность реактивная (фазная / суммарная по трем фазам), Qф / QΣ, (вар)	± 3,0 %	0,5 ≤ cosφ < 0,8 (0,87 ≥ sinφ > 0,6)	0,05I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,2S	КТ 0,2	± 1,5 % (δ)	0,25	-	вне сферы
				0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}						
		± 7,0 %	0,8 ≤ cosφ ≤ 0,97 (0,6 ≥ sinφ ≥ 0,25)	0,1I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,2S	КТ 0,2	± 1,5 % (δ)	0,25	-	вне сферы
				0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}						
	мощность полная (фазная / суммарная по трем фазам), Sф / SΣ, (В·А)	± 7,0 %	-	0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,2S	КТ 0,2	± 1,5 % (δ)	0,25	-	вне сферы
		± 3,0 %	-	0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}						
	коэффициент мощности (фазный / суммарный по трем фазам), cosφф / cosφΣ	не норм.	от -1 до 1	0,02I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}	КТ 0,2S	КТ 0,2	± 0,01 (Δ)	0,25	-	вне сферы
	сила тока (фазная),	± 2,0 %	-	0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,2S	-	± 1,0 % (δ)	-	-	вне сферы

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

Изм.	
Кодуч	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист 52

№ п/п	Наименование ИИК (присоединения)	Наименование измеряемого параметра	Норма точности измерения параметра	Рабочий диапазон изменения параметра	Требования к МХ (класс точности или предел погрешности) СИ ИК АИИС КУЭ				Вид учета (КУ / ТУ)	Отнесение к сфере ГРОЕИ (в сфере / вне сферы)	
					ТТ	ТН	Счетчик	Предел падения напряжения во вторичных цепях, %			
		I _ф , (А)	± 1,0 %	0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}			± 0,5 % (δ)				
		Напряжение (фазное / линейное), U _ф / U _л , (В)	± 1,0 %	0,8U _{ном} ≤ U ≤ 1,2U _{ном}	-	КТ 0,2	± 0,5 % (δ)	0,25	-	вне сферы	
		частота сети (фазная), f _ф , (Гц)	± 0,05 (Δ)	0,95f _{ном} ≤ f ≤ 1,05f _{ном}	-	КТ 0,2	± 0,05 Гц (Δ)	0,25	-	вне сферы	
6	13, 14 (присоединения 0,4 кВ)	энергия полная (суммарная по трем фазам), WΣ (кВ·А·ч)	± 7,0 %	0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,5S	-	± 1,5 % (δ)	-	-	вне сферы	
			± 3,0 %	0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}							
		мощность активная (фазная / суммарная по трем фазам), P _ф / PΣ, (Вт)	± 5,5 %	0,5 ≤ cosφ < 0,8	0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,5S	-	± 1,0 % (δ)	-	-	вне сферы
			± 3,0 %		0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}						
			± 2,9 %	0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}							
		± 1,7 %	0,8 ≤ cosφ < 1,0	0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}			± 0,6 % (δ)				
мощность реактивная (фазная / суммарная по трем фазам),	± 3,0 %	0,5 ≤ cosφ < 0,8 (0,87 ≥ sinφ > 0,6)	0,05I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,5S	-	± 1,5 % (δ)	-	-	вне сферы		
	± 7,0 %	0,8 ≤ cosφ ≤ 0,97	0,1I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}								

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

Изм.	Кодуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист 53

№ п/п	Наименование ИИК (присоединения)	Наименование измеряемого параметра	Норма точности измерения параметра	Рабочий диапазон изменения параметра	Требования к МХ (класс точности или предел погрешности) СИ ИК АИИС КУЭ				Вид учета (КУ / ТУ)	Отнесение к сфере ГРОЕИ (в сфере / вне сферы)	
					ТТ	ТН	Счетчик	Предел падения напряжения во вторичных цепях, %			
		Qф / QΣ, (вар)		(0,6 ≥ sinφ ≥ 0,25)	0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}						
		мощность полная (фазная / суммарная по трем фазам), Sф / SΣ, (В·А)	± 7,0 %	-	0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,5S	-	± 1,5 % (δ)	-	-	вне сферы
			± 3,0 %	-	0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}						
		коэффициент мощности (фазный / суммарный по трем фазам), cosφ / cosφΣ	не норм.	от -1 до 1	0,02I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}	КТ 0,5S	-	± 0,01 (Δ)	-	-	вне сферы
		сила тока (фазная), Iф, (А)	± 2,0 %	-	0,02I _{ном} ≤ I < 0,2I _{ном}	КТ 0,5S	-	± 1,0 % (δ)	-	-	вне сферы
			± 1,0 %		0,2I _{ном} ≤ I ≤ 1,2I _{ном}			± 0,5 % (δ)			
		Напряжение (фазное / линейное), Uф / Uл, (В)	± 1,0 %	-	0,8U _{ном} ≤ U ≤ 1,2U _{ном}	-	-	± 0,5 % (δ)	-	-	вне сферы
		частота сети (фазная), fф, (Гц)	± 0,05 (Δ)	-	0,95f _{ном} ≤ f ≤ 1,05f _{ном}	-	-	± 0,05 Гц (Δ)	-	-	вне сферы

Примечания:

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

Изм.	
Кодуч	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

- 1) Ином – номинальный ток первичной обмотки АИИС КУЭ ТТ (для счетчиков ЭЭ - номинальный ток вторичной обмотки ТТ);
- 2) Уном – номинальное напряжение первичной обмотки ТН (для счетчиков ЭЭ - номинальное напряжение вторичной обмотки ТН);
- 3) КТ – класс точности ТТ в соответствии с ГОСТ 7746-2015;
- 4) КТ – класс точности ТН в соответствии с ГОСТ 1983-2015;
- 5) КТ – класс точности счетчика активной ЭЭ в соответствии с ГОСТ 31819.22-2012;
- 6) КТ – класс точности счетчика реактивной ЭЭ в соответствии с ГОСТ 31819.23-2012)

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

9.2.2 Требования к методикам (методам) измерений

Измерения параметров (за исключением прямых измерений) должны выполняться с применением МИ, распространяющихся на группу идентичных ИК, применяемых для измерения одинаковых параметров, реализующих общий метод измерений, имеющих одинаковую структуру.

Порядок разработки, установления приписанной погрешности измерений, аттестации МИ, требования к содержанию и оформлению МИ и документов на МИ регламентируются ГОСТ Р 8.563-2009, МИ 3269-2010.

При разработке МИ для АИИС КУЭ, кроме того, следует руководствоваться требованиями РД 153-34.0-11.209-99.

В случае расширения ИС возможна разработка МИ на вновь создающиеся ИК с оформлением в виде дополнения к основной МИ на ИС.

МИ, применяемые для измерения параметров, относящихся к сфере ГРОЕИ, должны быть аттестованы в установленном в области обеспечения единства измерений порядке Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 26.06.2008 и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде (Сведения об аттестованных МИ).

Аттестацию МИ целесообразно проводить одновременно с проведением испытаний с целью утверждения типа ИС.

По результатам аттестации должно быть оформлено свидетельство об аттестации МИ.

Аттестация/согласование МИ проводится в рамках испытаний по приемке ИС в эксплуатацию с целью подтверждения приписанной погрешности измерений МИ.

Аттестованная МИ должна быть утверждена главным инженером предприятия и введена в действие организационно-распорядительной документацией.

9.2.3 Требования к средствам измерений, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Все СИ, входящие в состав ИК и ИС в целом, в том числе ПТК, независимо от отнесения к сфере ГРОЕИ должны быть утвержденного типа (то есть зарегистрированы

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

55

в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ).

МХ СИ должны обеспечивать требуемую точность измерения параметра во всем диапазоне его изменения в соответствии с установленными нормами точности его измерения.

СИ должны находиться в исправном состоянии и условия их эксплуатации должны соответствовать требованиям технической документации на СИ.

Конструктивное исполнение СИ должно обеспечивать в процессе всего срока эксплуатации проведение поверки и калибровки, ТОиР СИ.

СИ должны быть обеспечены поверкой, калибровкой, ТОиР в регионе эксплуатации.

Все вновь закупаемые СИ должны иметь действующее свидетельство (или знак поверки в паспорте СИ) о первичной поверке СИ при выпуске из производства. К моменту установки СИ на место постоянной эксплуатации срок истечения межповерочного интервала допускается не более его половины.

В процессе эксплуатации все СИ, в зависимости от отнесения к сфере ГРОЕИ, должны иметь действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте СИ) и сертификат о калибровке (и/или знак калибровки) и протокол калибровки. В случае замены СИ (аварийной или плановой) срок истечения межповерочного / межкалибровочного интервала вновь устанавливаемого СИ допускается не более его половины.

9.2.4 Требования к программному обеспечению СИ

ПО СИ, применяемых в составе ИС (подсистем), включая все виды измерительных преобразователей, контроллеров, ПТК и т.п. должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015.

ПО ИС (подсистем), применяемых в сфере ГРОЕИ, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015.

Идентификационные данные ПО (включая контрольную сумму), оценка влияния ПО на МХ ИК и уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, установленные / подтвержденные в процессе испытаний ИС с целью утверждения типа

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

должны быть указаны в описании типа ИС согласно требованиям Приказа Министерства промышленности и торговли РФ № 1081 от 30.11.2009, МИ 3290-2010.

При разработке ПО и документации на ПО ИС (подсистем), применяемых вне сферы ГРОЕИ, целесообразно руководствоваться требованиями ГОСТ Р 8.654-2015.

В РД на ИС (в подразделе МО) должна быть приведена оценка влияния ПО на МХ ИК.

9.2.5 Требования к связующим компонентам ИС

Связующие компоненты (включая вторичные цепи измерительных трансформаторов, переходные устройства и др.) должны соответствовать требованиям НД ПУЭ-7, СТО 56947007-29.240.043-2010, СТО 56947007-29.240.044-2010.

Каналы передачи данных о результатах измерений и стандартные протоколы обмена должны соответствовать требованиям Технической политике Группы РусГидро, СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

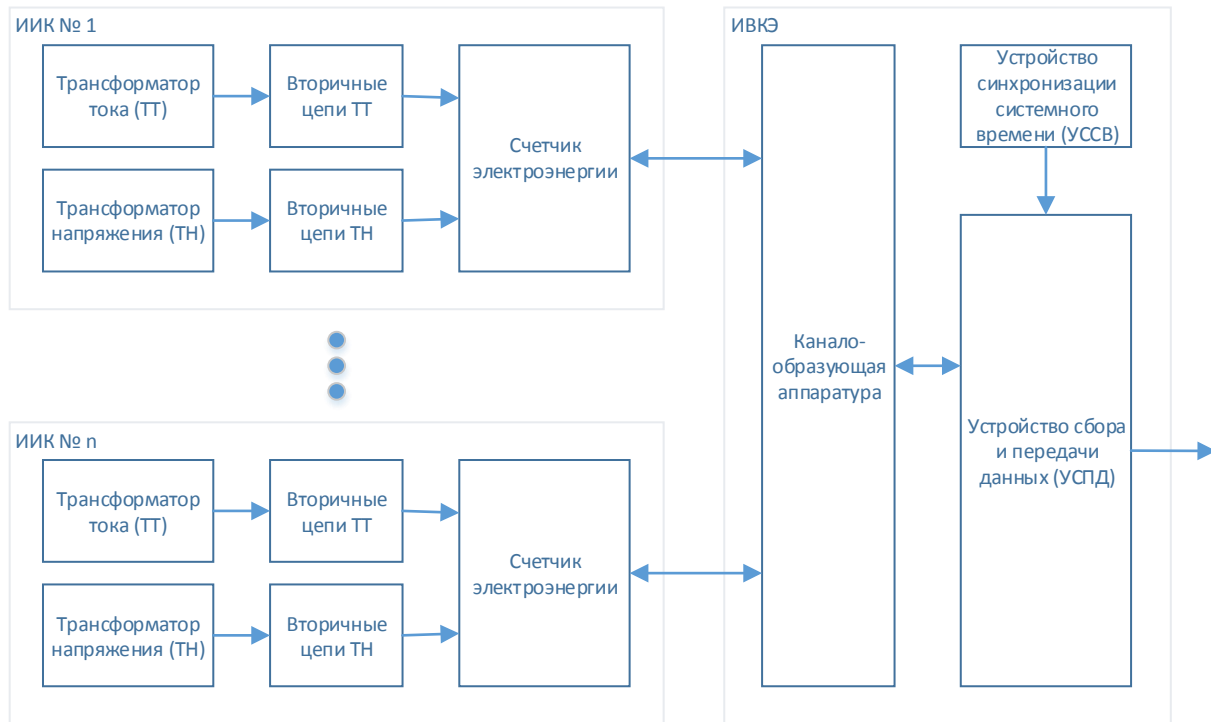
9.2.6 Структура и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Измерительные каналы АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней состоят из следующих компонентов (средств измерений):

- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- вторичные измерительные цепи;
- цифровые счётчики электроэнергии;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ);
- средства программного обеспечения счётчиков, УСПД.

Структурная схема измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней представлена на Рисунке 9.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



Р и с у н о к 9.1 - Структурная схема измерительных каналов АИИС КУЭ

9.2.7 Технические и метрологические требования к компонентам ИК

9.2.7.1 Трансформаторы тока

Измерительные трансформаторы тока должны удовлетворять требованиям ПУЭ и соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

Классы точности измерительных трансформаторов тока для присоединений с номинальным напряжением 6 кВ и выше – не хуже 0,2S, для остальных присоединений – не хуже 0,5S.

Согласно ГОСТ 7746-2015 пределы допускаемых токовой δ_I и угловой θ_I погрешностей ТТ класса точности 0,2S и 0,5S при измерениях в рабочих условиях применения (Таблица (9.7) при установившемся режиме должны соответствовать значениям, указанным в Таблице 9.4.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Т а б л и ц а 9.4 – Пределы допускаемой токовой и угловой погрешности

Класс точности	Первичный ток, % от номинального	Предел допустимой погрешности			Предел вторичной нагрузки, % от номинальной
		Токовой, %	Угловой		
			мин	срад	
0,2S	1	±0,75	±30	±0,9	25÷100
	5	±0,35	±15	±0,45	
	20	±0,2	±10	±0,3	
	100	±0,2	±10	±0,3	
	120	±0,2	±10	±0,3	
0,5S	1	±1,5	±90	±2,7	25÷100
	5	±0,75	±45	±1,35	
	20	±0,5	±30	±0,9	
	100	±0,5	±30	±0,9	
	120	±0,5	±30	±0,9	

9.2.7.2 Трансформаторы напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения должны удовлетворять требованиям ПУЭ и соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015.

Классы точности измерительных трансформаторов напряжения для присоединений с номинальным напряжением 6 кВ и выше – не хуже 0,2.

Согласно ГОСТ 1983-2015 пределы допускаемых погрешности напряжения δ_U и угловой погрешности θ_U трансформаторов напряжения при измерениях в рабочих условиях применения (Таблица 9.7) при установившемся режиме работы составляют значениям, указанным в Таблице 9.5.

Т а б л и ц а 9.5 – Пределы допускаемой погрешности напряжения и угловой погрешности

Класс точности	Предел допускаемой погрешности		
	Напряжения, %	Угловой	
		мин	срад
0,2	±0,2	±10	±0,3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

59

Трансформаторы напряжения должны иметь отдельную измерительную обмотку для учёта электроэнергии.

Номинальное напряжение выбирается соответственно рабочему напряжению электрической цепи, в которой устанавливается трансформатор напряжения.

9.2.7.3 Вторичные измерительные цепи ТН

Площадь поперечного сечения и длина проводов и кабелей в цепях напряжения счётчиков электроэнергии (п. 1.5.19. ПУЭ) выбирается такая, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25 % номинального напряжения при питании от трансформатора напряжения класса точности 0,2.

9.2.7.4 Счётчики электроэнергии

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков электроэнергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии», 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» и ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Класс точности счётчиков электрической электроэнергии для всех присоединений – не хуже 0,5S.

1) Основная погрешность счётчика при измерении активной электроэнергии

Данные о погрешностях электронных счётчиков с классом точности 0,5S при измерении активной электроэнергии берутся на основании ГОСТ 31819.22-2012 и сведены в Таблицу 9.6.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Т а б л и ц а 9.6 – Погрешность электронных счётчиков активной энергии

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % по ГОСТ 31819.22-2012
		для счётчиков класса точности 0,5S
$0,01 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < 0,05 \cdot I_{ном}$	1	$\pm 1,0$
$0,05 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < I_{макс}$	1	$\pm 0,5$
$0,02 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < 0,1 \cdot I_{ном}$	0,5 инд. / 0,8 емк.	$\pm 1,0$
$0,1 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < I_{макс}$	0,5 инд. / 0,8 емк.	$\pm 0,6$
По особому требованию потребителя		
$0,1 \cdot I_{ном} \leq I_{ном} < I_{макс}$	0,25 инд. / 0,5 емк.	$\pm 1,0$

2) Дополнительные погрешности счётчика активной энергии:

Существенными влияющими величинами для электронных счётчиков активной энергии согласно ГОСТ 31819.22-2012 являются:

- дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta c.t$, %;
- дополнительная погрешность от изменения напряжения $\delta c.U$, %;
- дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta c.f$, %;
- дополнительная погрешность от внешнего магнитного поля $\delta c.H$, %.

При расчете пределов погрешности измерительных комплексов в соответствии с ГОСТ 31819.22-2012 принимаются следующие величины дополнительных погрешностей счетчика активной энергии:

$\delta c.t = 0,3$; $\delta c.U = 0,2$; $\delta c.f = 0,2$ – для счетчиков класса 0,5S при $\cos \varphi = 1$;

$\delta c.t = 0,5$; $\delta c.U = 0,4$; $\delta c.f = 0,2$ – для счетчиков класса 0,5S при $\cos \varphi = 0,8$ и $0,5$.

Так как счетчики электроэнергии устанавливаются в металлических шкафах, то дополнительной погрешностью от воздействия внешнего магнитного поля можно пренебречь.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

9.2.7.5 Система обеспечения единого времени

Для обеспечения единства измерений и привязки к единому календарному времени, АИИС КУЭ должна быть обеспечена системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

В СОЕВ должны входить все средства синхронизации и измерения времени, которые используются при синхронизации времени, и учитываться временные характеристики (задержки) линий связи между ними.

СОЕВ должна выполнять законченную функцию измерений времени, иметь нормированные метрологические характеристики и реализованный в СОЕВ порядок синхронизации и корректировки времени измерительных компонентов СОЕВ (специализированное программное обеспечение) и должна обеспечивать автоматическую синхронизацию времени в системе при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже плюс/минус 5,0 с/сут.

9.2.8 Условия эксплуатации СИ и компонентов измерительных каналов

При выполнении измерений параметры контролируемых присоединений и условия применения средств измерения должны находиться в допускаемых нормативной документацией границах, указанных в Таблице 9.7.

Т а б л и ц а 9.7 – Границы изменения параметров контролируемых присоединений

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала			Фактически за учётный период
	ТН кл. точн. 0,2	ТТ кл. точн. 0,2S; 0,5S	Счётчик кл. точн. 0,5S	
Сила переменного тока, А	-	(0,01...1,2) I _{ном}	0,01·I _{2ном} ... I _{макс}	(0,02...1,2) I _{2ном}
Напряжение переменного тока, В	(0,8...1,2) U _{1ном}	-	(0,8...1,5) U _{2ном}	(0,9...1,1) U _{1ном}

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала			Фактически за учётный период
	ТН кл. точн. 0,2	ТТ кл. точн. 0,2S; 0,5S	Счётчик кл. точн. 0,5S	
Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\geq 0,8$ инд и 0,8 емк.	$\geq 0,8$ инд и 0,8 емк.	$\geq 0,25$ инд и 0,25 емк.	0,8 инд...1
Частота, Гц	49,5...50,5	49,5...50,5	47,5...52,5	49,5...50,5
Температура окружающего воздуха, °С	По паспорту СИ	По паспорту СИ	По паспорту СИ	-40°...+45°С (для ТН и ТТ) +5°...+45°С (для счётчиков)
Индукция внешнего магнитного поля для счётчиков, мТл	-	-	Не более 0,05	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8$ инд)	-	(0,25...1,0) Sн	-	Определяется расчётом
Мощность нагрузки основной вторичной обмотки ТН (при $\cos \varphi = 0,8$ инд)	$0,25 \cdot S_{\text{ном}}$ $\cdot \left(\frac{U_1}{U_{1\text{ном}}}\right)^2$ $\leq S_{2\text{факт}}$ $\leq S_{\text{ном}}$ $\cdot \left(\frac{U_1}{U_{1\text{ном}}}\right)^2$	-	-	Определяется расчётом
Потери напряжения в цепи ТН, %	$\leq 0,25$	-	-	Определяется расчётом

9.2.9 Расчёт погрешности измерений

В настоящем разделе, в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.244-2017, приведена типовая методика и ориентировочные результаты расчёта погрешности

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	

измерений.

Для оценки соответствия метрологических характеристик (МХ) измерительных каналов (ИК) нормам точности измерений параметров АИИС КУЭ необходимо выполнить расчет (оценку) погрешности измерений измеряемого параметра для сравнения с установленной в подразделе 8.1 СТО 56947007-29.240.01.244-2017 максимальной допускаемой погрешностью измерения параметра.

Пределы допускаемых значений погрешности счетчиков электроэнергии (ЭЭ) при измерении активной и реактивной энергии выбираются согласно ГОСТ 31819.22-2012 и ГОСТ 31819.23-2012, соответственно. Пределы основной допускаемой погрешности счетчиков ЭЭ при измерении остальных параметров АИИС КУЭ выбираются на основании сведений, представленных в описании типа или паспортных данных на счетчик ЭЭ конкретного типа.

Пределы допускаемых погрешностей ТТ и ТН выбираются согласно ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983-2015, соответственно, если ТТ и ТН выполнены по этим НД. В остальных случаях пределы допускаемых погрешностей ТТ и ТН выбираются на основании сведений, представленных в описании типа на конкретный тип ТТ и ТН.

Составляющие погрешности и величины, используемые для расчета погрешностей измерений параметров АИИС КУЭ:

δ_I – предел допускаемой токовой погрешности ТТ в рабочих условиях применения по ГОСТ 7746-2015, %,

δ_U – предел допускаемой погрешности напряжения ТН в рабочих условиях применения по ГОСТ 1983-2015, %,

θ_I – предел допускаемой угловой погрешности ТТ в рабочих условиях применения по ГОСТ 7746-2015, мин,

θ_U – предел допускаемой угловой погрешности ТН в рабочих условиях применения по ГОСТ 1983-2015, мин,

δ_θ ($\delta_{\theta a}/\delta_{\theta p}$) – погрешность трансформаторной схемы подключения цифрового измерительного прибора за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, определяемая по формуле (9.1.2.1 СТО 56947007-29.240.01.244-2017) при расчетах для активной мощности или по формуле (9.1.2.2 СТО 56947007-29.240.01.244-2017) при расчетах для реактивной мощности), %,

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ		Лист
											64

δ_c – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика ЭЭ при измерениях соответствующего параметра (например, активной, реактивной, полной мощности, напряжения, силы тока и др.) в соответствии с НД [(описание типа (ОТ))] на конкретный тип счетчика ЭЭ, %,

Δ_c – предел допускаемой основной абсолютной погрешности счетчика ЭЭ при измерениях соответствующего параметра (например, частоты, коэффициента мощности и др.) в соответствии с НД [(описание типа (ОТ))] на конкретный тип счетчика, абс. ед.,

$\delta_{л}$ – значение погрешности из-за потерь напряжения в линиях связи «ТН – счетчик ЭЭ», %,

$\cos\varphi$ – значение коэффициента мощности,

δ_{cj} – предел допускаемого значения дополнительной относительной погрешности счетчика ЭЭ от влияния j -ой влияющей величины при измерениях соответствующего параметра (активной, реактивной, полной мощности, напряжения, силы тока,) в соответствии с НД [(описание типа (ОТ))] на конкретный тип счетчика ЭЭ, %,

m – количество влияющих внешних величин, значения которых отличны от нормальных.

При расчете (оценке) погрешностей измерений параметров АИИС КУЭ на этапе проектирования и установлении МХ ИК АИИС КУЭ:

– в качестве составляющих погрешности, зависящих от величины тока нагрузки (δ_I , δ_c , θ_I), используют максимальные значения пределов погрешности в соответствующем диапазоне изменения тока нагрузки, то есть при наименьшем значении тока нагрузки (например, для диапазона от $0,1I_{ном}$ до $0,2I_{ном}$ берется значение погрешности при $0,1I_{ном}$, для диапазона от $0,2I_{ном}$ до $I_{ном}$ – берется значение погрешности при $0,2I_{ном}$);

– в качестве составляющей погрешности из-за потерь напряжения в линии присоединения «ТН – счетчик ЭЭ» используют предельно допускаемое значение 0,25 % (согласно пункту 8.1.6 СТО 56947007-29.240.01.244-2017);

– в качестве коэффициента мощности используют наименьшее значение коэффициента мощности в диапазоне его изменения (например, для диапазона от 0,8 до 1 используют значение 0,8);

– в качестве составляющих погрешностей напряжения (δ_u , θ_u), для расчета

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

погрешности измерения мощности применяют значения пределов допускаемых погрешностей при номинальном напряжении;

– в качестве составляющих погрешностей напряжения (δ_U, θ_U) для расчета погрешности измерения напряжения применяют максимальные значения пределов погрешности в соответствующем диапазоне изменения напряжения, то есть при наименьшем значении напряжения (например, для диапазона от $0,2U_{\text{ном}}$ до $0,8U_{\text{ном}}$ берется значение погрешности при $0,2U_{\text{ном}}$).

При расчете (оценке) погрешностей измерений параметров АИИС КУЭ на этапе эксплуатации:

– в качестве составляющих погрешности, зависящих от величины тока нагрузки ($\delta_I, \delta_c, \theta_I$), используют значения погрешности для конкретного тока нагрузки;

– в качестве составляющей погрешности из-за потерь напряжения в линии присоединения «ТН – счетчик ЭЭ» используют фактическое значение результата измерений потерь напряжения, указанное в паспорте-протоколе измерительного комплекса;

– в качестве коэффициента мощности используют результаты измерений, усредненные за период наблюдений;

– в качестве составляющих погрешности напряжения, зависящих от величины напряжения ($\delta_U, \theta_U, \delta_c$), используют значения пределов погрешностей для конкретного значения напряжения.

При расчете погрешности измерений ЭЭ погрешность измерений времени не учитывается ввиду допущения, что система обеспечения единого времени соответствует требованиям НД, и ее незначительного итогового влияния при расчетах погрешности.

Цифровые линии связи между основными компонентами измерительных каналов АИИС КУЭ при их построении, не оказывают влияние на результат измерений и не должны учитываться при расчете погрешности измерений.

Расчетные формулы

1) Значения границ относительной погрешности измерений электрической энергии (энергии активной суммарной по трем фазам $W_{a\Sigma}$, энергии реактивной суммарной по трем фазам $W_{p\Sigma}$) определяются по формуле (9.1.2.1) СТО 56947007-29.240.01.244-2017:

$$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{c_j}^2},$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

где:

$$\delta_{\theta_a} = \pm 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi},$$

$$\delta_{\theta_p} = \pm 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}},$$

2) Значения границ относительной погрешности измерений электрической энергии полной суммарной по трем фазам W_{Σ} определяются по формуле (9.1.2.4) СТО 56947007-29.240.01.244-2017:

$$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{c_j}^2},$$

3) Значения границ относительной погрешности измерений мощности (мощности активной фазной P_{ϕ} , мощности активной суммарной по трем фазам P_{Σ} , мощности реактивной фазной Q_{ϕ} , мощности реактивной суммарной по трем фазам Q_{Σ}) определяются по формуле (9.1.2.5) СТО 56947007-29.240.01.244-2017:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{c_j}^2},$$

где:

δ_{θ} ($\delta_{\theta_a}/\delta_{\theta_p}$) определены по формулам (9.1.2.2) и (9.1.2.3), соответственно.

4) Значения границ относительной погрешности измерений мощности (мощности полной фазной S_{ϕ} , мощности полной суммарной по трем фазам S_{Σ}) определяются по формуле (9.1.2.6) СТО 56947007-29.240.01.244-2017:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{c_j}^2},$$

5) Значения границ относительной погрешности измерений силы тока (действующее значение) $I_{изм.ф}$ определяется по формуле (9.1.2.7) СТО 56947007-29.240.01.244-2017:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{c_j}^2},$$

6) Значения границ относительной погрешности измерений напряжения (напряжения фазного U_{ϕ} и напряжения линейного $U_{л}$), определяется по формуле (9.1.2.8) СТО 56947007-29.240.01.244-2017:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_U^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{c_j}^2},$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

7) Значение абсолютной погрешности измерений частоты определяется по формуле (9.1.2.9) СТО 56947007-29.240.01.244-2017:

$$\Delta = \Delta_c.$$

Исходные данные для расчетов и ориентировочные результаты расчётов пределов погрешности измерительных комплексов для диапазонов токов от 2 до 120 % от $I_{ном}$ при $\cos\varphi = (1; 0,8 \text{ емк.}; 0,5 \text{ инд.})$ сведены в Таблицу 9.8. Расчеты выполнены по приведенным формулам 9.1.2.1 – 9.1.2.8 в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Т а б л и ц а 9.8 – Расчёт пределов погрешности измерительных комплексов

№ ИК	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений		Составляющие погрешности измерительного канала												Относительная погрешность измерительного канала												Соответствие требованиям НД				
				ТТ		ТН		δθa, %	δθp, %	Счетчик					δl, %	Энергия активная		Энергия реактивная		Энергия полная		Мощность активная		Мощность реактивная		Мощность полная			Сила тока		Напряжение	
		cos φ	Первичный ток II, % от Iном	δI, %	θI, мин	δU, %	θU, мин			δCoa, %	δCор, %	δCт, %	δCU, %	δCф, %		расчетная	допустимая	расчетная	допустимая	расчетная	допустимая	расчетная	допустимая	расчетная	допустимая	расчетная	допустимая		расчетная	допустимая	расчетная	допустимая
				δIa расч, %	δIa доп, %	δWp расч, %	δWp доп, %	δWs расч, %	δWs доп, %						δPa расч, %	δPa доп, %	δPp расч, %	δPp доп, %	δPs расч, %	δPs доп, %	δI расч, %	δI доп, %	δU расч, %	δU доп, %								
1 - 12, 1-4 (КТП)	Присоединения 35 и 6 кВ	1,0	2-5	0,75	30	0,20	10	0,000	-	1,0	-	0,3	0,2	0,2	0,25	1,490	2,9	-	-	1,878	7,0	0,956	2,9	-	-	1,878	7,0	1,375	2,0	0,653	1,0	Да
		1,0	5-20	0,35	15	0,20	10	0,000	-	0,5	-	0,3	0,2	0,2	0,25	0,883	2,9	-	-	1,731	7,0	0,617	2,9	-	-	1,731	7,0	1,165	2,0	0,653	1,0	Да
		1,0	20-100	0,20	10	0,20	10	0,000	-	0,5	-	0,3	0,2	0,2	0,25	0,825	1,7	-	-	1,701	3,0	0,530	1,7	-	-	1,701	3,0	0,592	1,0	0,653	1,0	Да
		1,0	100-120	0,20	10	0,20	10	0,000	-	0,5	-	0,3	0,2	0,2	0,25	0,825	1,7	-	-	1,701	3,0	0,530	1,7	-	-	1,701	3,0	0,592	1,0	0,653	1,0	Да
		0,8	2-5	0,75	30	0,20	10	0,017	0,030	1,0	1,5	0,5	0,4	0,2	0,25	1,600	2,9	1,600	7,0	1,878	7,0	1,052	2,9	1,878	7,0	1,878	7,0	1,375	2,0	0,653	1,0	Да
		0,8	5-20	0,35	15	0,20	10	0,009	0,016	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,25	1,119	2,9	1,119	7,0	1,731	7,0	0,758	2,9	1,731	7,0	1,731	7,0	1,165	2,0	0,653	1,0	Да
		0,8	20-100	0,20	10	0,20	10	0,006	0,011	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,25	1,074	1,7	1,074	7,0	1,701	3,0	0,689	1,7	1,701	7,0	1,701	3,0	0,592	1,0	0,653	1,0	Да
		0,8	100-120	0,20	10	0,20	10	0,006	0,011	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,25	1,074	1,7	1,074	7,0	1,701	3,0	0,689	1,7	1,701	7,0	1,701	3,0	0,592	1,0	0,653	1,0	Да
		0,5	2-5	0,75	30	0,20	10	0,039	0,013	1,0	1,5	0,5	0,4	0,2	0,25	1,600	5,5	1,600	3,0	1,878	7,0	1,053	5,5	1,878	3,0	1,878	7,0	1,375	2,0	0,653	1,0	Да
		0,5	5-20	0,35	15	0,20	10	0,020	0,007	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,25	1,119	5,5	1,119	3,0	1,731	7,0	0,758	5,5	1,731	3,0	1,731	7,0	1,165	2,0	0,653	1,0	Да
		0,5	20-100	0,20	10	0,20	10	0,014	0,005	0,6	1,0	0,5	0,4	0,2	0,25	1,074	3,0	1,074	3,0	1,701	3,0	0,689	3,0	1,701	3,0	1,701	3,0	0,592	1,0	0,653	1,0	Да
		0,5	100-120	0,20	10	0,20	10	0,014	0,005	0,6	1,0	0,5	0,4	0,2	0,25	1,074	3,0	1,074	3,0	1,701	3,0	0,689	3,0	1,701	3,0	1,701	3,0	0,592	1,0	0,653	1,0	Да
13, 14	Присоединения 0,4 кВ	1,0	2-5	1,50	90	0,00	0	0,000	-	1,0	-	0,3	0,2	0,2	0,00	2,034	2,9	-	-	2,333	7,0	1,777	2,9	-	-	2,333	7,0	1,983	2,0	0,550	1,0	Да
		1,0	5-20	0,75	45	0,00	0	0,000	-	0,5	-	0,3	0,2	0,2	0,00	1,090	2,9	-	-	1,845	7,0	1,057	2,9	-	-	1,845	7,0	1,375	2,0	0,550	1,0	Да
		1,0	20-100	0,50	30	0,00	0	0,000	-	0,5	-	0,3	0,2	0,2	0,00	0,900	1,7	-	-	1,739	3,0	0,859	1,7	-	-	1,739	3,0	0,778	1,0	0,550	1,0	Да
		1,0	100-120	0,50	30	0,00	0	0,000	-	0,5	-	0,3	0,2	0,2	0,00	0,900	1,7	-	-	1,739	3,0	0,859	1,7	-	-	1,739	3,0	0,778	1,0	0,550	1,0	Да
		0,8	2-5	1,50	90	0,00	0	0,033	0,058	1,0	1,5	0,5	0,4	0,2	0,00	2,116	2,9	2,117	7,0	2,333	7,0	1,983	2,9	2,334	7,0	2,333	7,0	1,983	2,0	0,550	1,0	Да
		0,8	5-20	0,75	45	0,00	0	0,016	0,029	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,00	1,289	2,9	1,289	7,0	1,845	7,0	1,375	2,9	1,845	7,0	1,845	7,0	1,375	2,0	0,550	1,0	Да
		0,8	20-100	0,50	30	0,00	0	0,011	0,019	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,00	1,133	1,7	1,133	7,0	1,739	3,0	1,230	1,7	1,739	7,0	1,739	3,0	0,778	1,0	0,550	1,0	Да
		0,8	100-120	0,50	30	0,00	0	0,011	0,019	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,00	1,133	1,7	1,133	7,0	1,739	3,0	1,230	1,7	1,739	7,0	1,739	3,0	0,778	1,0	0,550	1,0	Да
		0,5	2-5	1,50	90	0,00	0	0,075	0,025	1,0	1,5	0,5	0,4	0,2	0,00	2,118	5,5	2,116	3,0	2,333	7,0	1,985	5,5	2,334	3,0	2,333	7,0	1,983	2,0	0,550	1,0	Да
		0,5	5-20	0,75	45	0,00	0	0,038	0,013	0,6	1,5	0,5	0,4	0,2	0,00	1,289	5,5	1,289	3,0	1,845	7,0	1,376	5,5	1,845	3,0	1,845	7,0	1,375	2,0	0,550	1,0	Да
		0,5	20-100	0,50	30	0,00	0	0,025	0,008	0,6	1,0	0,5	0,4	0,2	0,00	1,133	3,0	1,133	3,0	1,739	3,0	1,230	3,0	1,739	3,0	1,739	3,0	0,778	1,0	0,550	1,0	Да
		0,5	100-120	0,50	30	0,00	0	0,025	0,008	0,6	1,0	0,5	0,4	0,2	0,00	1,133	3,0	1,133	3,0	1,739	3,0	1,230	3,0	1,739	3,0	1,739	3,0	0,778	1,0	0,550	1,0	Да

9.2.10 Проверка выбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Номинальное напряжение ТТ выбирается в соответствии с рабочим напряжением электрической цепи, в которой устанавливаются трансформаторы тока.

Номинальный первичный ток ТТ выбирается по номинальному току основного электрооборудования, в цепь которого включается трансформатор тока, с учетом его перегрузочной способности. При этом первичный ток ТТ иногда приходится завышать для того, чтобы иметь возможность измерить ток нагрузки при работе основного оборудования с перегрузкой.

Для ТТ, устанавливаемых в цепи линий электропередач, номинальный первичный ток выбирается в соответствии с номинальным током выключателя, а также исходя из диапазона изменения рабочих токов по каждому присоединению подстанции.

Согласно требований п.1.5.17 ПУЭ, 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 счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5 %.

Результаты проверки выбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока сведены в Таблицу 9.9.

Т а б л и ц а 9.9 – Результаты проверки выбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока

№ п/п	Наименование ИИК	Значение минимального рабочего тока присоединения (I _{мин})	Значение максимального рабочего тока присоединения (I _{макс})	Коэффициент трансформации ТТ	Номинальный ток первичной обмотки ТТ (I _{ном})	(I _{мин} /I _{ном})*100%	(I _{макс} /I _{ном})*100%	Выполнение условия I _{мин} > 5% * I _{ном}	Выполнение условия I _{макс} > 40% * I _{ном}	Примечание
		А	А					-	-	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	35 Т-1	-	104	200/5	200	-	52,000	-	Да	
2	35 Т-2	-	104	200/5	200	-	52,000	-	Да	
3	6 Т-1 (яч.4)	-	607	1000/5	1000	-	60,700	-	Да	
4	6 Т-2 (яч.12)	-	607	1000/5	1000	-	60,700	-	Да	
5	6 ТСН-1 (яч.7)	-	15	150/5	150	-	10,000	-	Нет	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

70

№ п/п	Наименование ИИК	Значение минимального рабочего тока присоединения (I _{мин})	Значение максимального рабочего тока присоединения (I _{макс})	Коэффициент трансформации ТТ	Номинальный ток первичной обмотки ТТ (I _{ном})	(I _{мин} /I _{ном})*100%	(I _{макс} /I _{ном})*100%	Выполнение условия I _{мин} > 5% * I _{ном}	Выполнение условия I _{макс} > 40% * I _{ном}	Примечание
		А	А	-	А	%	%	-	-	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	6 ТСН-2 (яч.12)	-	15	150/5	150	-	10,000	-	Нет	
7	РУ 6 кВ ДЭС 1 секция (яч.5)	н/д	н/д	150/5	150	-	-	-	-	
8	РУ 6 кВ ДЭС 2 секция (яч.8)	н/д	н/д	150/5	150	-	-	-	-	
9	6 кВ Резерв (яч.1)	н/д	н/д	150/5	150	-	-	-	-	
10	6 кВ Резерв (яч.3)	н/д	н/д	150/5	150	-	-	-	-	
11	6 кВ Резерв (яч.9)	н/д	н/д	150/5	150	-	-	-	-	
12	6 кВ Резерв (яч.11)	н/д	н/д	150/5	150	-	-	-	-	
13	04 ТСН-1	-	243	300/5	300	-	81,000	-	Да	
14	04 ТСН-2	-	243	300/5	300	-	81,000	-	Да	
КТП 35/10 кВ										
1	35 Т-1	-	3	80/5	80	-	3,750	-	Нет	
2	10 Т-1	-	10	30/5	30	-	33,333	-	Нет	
3	10 кВ Ф-3 Благодатное	-	5	30/5	30	-	16,667	-	Нет	
4	10 кВ Ф-1 КТП	-	1,2	30/5	30	-	4,000	-	Нет	

Ввиду малой величины протекающего тока присоединений невозможно обеспечить выполнение требования п.1.5.17 ПУЭ

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» для трансформаторов тока классов точности 0,2S и 0,5S устанавливает предел допускаемой погрешности (токовой и угловой) при первичном токе в пределах от 1 до 120 % от номинального значения (см. Таблицу 9.4 настоящего тома).

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» устанавливает предел допускаемой основной погрешности для счетчиков класса точности 0,5S при значениях тока в пределах от 0,01 I_{ном} до I_{макс} (см. Таблицу 9.6 настоящего тома).

Так как все элементы (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии), входящие в информационно-измерительный комплекс точек измерений, имеют нормированные характеристики в диапазоне от 1 до 100 % от номинального тока, то можно вычислить относительную погрешность ИИК для всего

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

диапазона изменения тока присоединений.

Ориентировочные результаты расчётов пределов погрешности измерительных комплексов для диапазонов токов от 2 до 120 % от $I_{1ном}$ при $\cos \varphi = (1; 0,8 \text{ емк.}; 0,5 \text{ инд.})$ приведены в Таблице 9.8.

Расчётный предел допускаемой относительной погрешности для диапазона 2 ÷ 120 % от первичного тока ТТ приведённый в Таблице 9.8, **не превышает** допустимых значений, заданных в п. 7.1.6 СТО 56947007-29.200.15.209-2015 и Таблице 8.1 СТО 56947007-29.240.01.244-2017 и приведенных в графе 4 Таблицы 9.3.

9.2.11 Проверочный расчет нагрузок и площади сечения кабеля вторичных измерительных цепей трансформаторов тока

Точность работы трансформаторов тока оценивается сопоставлением их действительной вторичной нагрузки с допустимой, указанной в табл.8 ГОСТ 7746-2015. ГОСТ 7746-2015 регламентирует значения номинальной вторичной нагрузки $S_{2номТТ}$ для измерений в рабочих условиях применения, указанных в Таблице 9.7.

Площадь сечения контрольных кабелей токовых цепей выбираются из условия, чтобы фактическая нагрузка вторичной обмотки ТТ была меньше номинального значения для заданного класса точности.

Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям.

Условие проверки:

$$0,25 \cdot S_{2номТТ} \leq S_{2фактТТ} \leq S_{2номТТ},$$

где:

$S_{2фактТТ}$ – фактическая нагрузка вторичной обмотки ТТ, В·А;

$S_{2номТТ}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ для заданного класса точности, В·А.

Фактическая нагрузка складывается из мощности подключаемых к ТТ приборов, потерь мощности в контрольных кабелях и переходных контактах. К вторичным обмоткам ТТ подключены только приборы учета (счетчики электроэнергии).

Исходя из этого:

Фактическая нагрузка на ТТ вычисляется по формуле:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

$$S_{2\text{фактТТ}} = I_{2\text{номТТ}}^2 \cdot (r_{\text{сч}} + r_{\text{каб}} + r_{\text{конт}}),$$

где:

$I_{2\text{номТТ}}$ – номинальный вторичный ток ТТ, А;

$r_{\text{сч}}$ – сопротивление последовательной измерительной цепи счетчика электроэнергии (прибора учета), Ом;

$r_{\text{каб}}$ – сопротивление контрольного кабеля токовых цепей, Ом;

$r_{\text{конт}}$ – суммарное сопротивление переходных контактов, Ом.

Принимаем $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом.

Сопротивление последовательной измерительной цепи прибора учета вычисляется по формуле:

$$r_{\text{сч}} = \frac{S_{\text{сч}}}{I_{2\text{номТТ}}^2},$$

где:

$S_{\text{сч}}$ – мощность, потребляемая счетчиком (прибором учета) каждой токовой измерительной цепью, В·А;

$I_{2\text{номТТ}}$ – номинальный вторичный ток ТТ, А.

Сопротивление контрольного кабеля при соединении ТТ по схеме «звезда» вычисляется по формуле:

$$r_{\text{каб}} = \frac{L_{\text{каб}}}{\gamma \cdot F_{\text{каб}}},$$

где:

$L_{\text{каб}}$ – длина контрольного кабеля токовых измерительных цепей, соединяющих ТТ с прибором учета, м;

γ – удельная проводимость материала контрольного кабеля, м/Ом·мм²;

$F_{\text{каб}}$ – сечение провода в контрольном кабеле, мм².

Принимаем:

$\gamma = 57$ м/Ом·мм², т.к. применяются медные жилы контрольного кабеля для измерительных цепей;

$F_{\text{каб}} \geq 2,5$ мм², по условию механической прочности для медных жил контрольного кабеля.

Сопротивление контрольного кабеля при соединении ТТ отдельным кабелем находится по формуле:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

$$r_{\text{каб}} = 2 \cdot \frac{L_{\text{каб}}}{\gamma \cdot F_{\text{каб}}}$$

Нагрузка на ТТ в значительной мере зависит от длины и площади сечения контрольного кабеля, которым подключается прибор учета электроэнергии ко вторичной измерительной обмотке ТТ. Так как все исходные данные и расчетные формулы сведены в таблицу, а результаты вычисляются автоматически, выбирая (методом подбора) площадь сечения соединительного кабеля (графа 9 таблицы 9.10) получаем требуемую нагрузку вторичной обмотки ТТ.

При выполнении проверочного расчета приняты следующие характеристики для вторичных измерительных токовых цепей оборудования:

	Номинальный вторичный ток, А	Номинальная нагрузка, ВА
ТТ 35 кВ	5	30
ТТ 6(10) кВ	5	10
ТТ 0,4 кВ	5	10
Прибор учета	5	0,1

Результаты проверочного расчета нагрузок и площади сечения кабеля вторичных измерительных цепей трансформаторов тока ПС 35/6 кВ Терней и КТП 35/10 кВ представлены в Таблице 9.10.

Проверочный расчет показал, что догрузка вторичных цепей ТТ для присоединений всех классов напряжения не требуется.

Порядок расчёта, выбора и способа включения догрузочных резисторов во вторичную цепь измерительных трансформаторов тока выполняется в соответствии с методической инструкцией МИ 3022-2006 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормализация нагрузки вторичных измерительных цепей измерительных трансформаторов тока».

Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Изм.	Копуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Т а б л и ц а 9.10 – Результаты проверочного расчета нагрузок и площади сечения кабеля вторичных измерительных цепей трансформаторов тока

№ п/п	Наименование ИИК	Фазы	Трансформатор тока		Прибор учета		Кабель				Контакты	Нагрузка			Допустимая нагрузка		Соответствие требованиям (Да/Нет)
			Номинальный вторичный ток	Номинальная нагрузка	Нагрузка	Сопротивление	Удельная проводимость	Площадь сечения	Длина	Сопротивление	Переходное сопротивление	Полная нагрузка	Полная нагрузка	Полная нагрузка в % от номинала	Min	Max	
1	35 Т-1	А, В, С	5	30	0,1	0,004	57	2,5	50	0,351	0,10	0,455	11,372	37,906	7,5	30	Да
2	35 Т-2	А, В, С	5	30	0,1	0,004	57	2,5	50	0,351	0,10	0,455	11,372	37,906	7,5	30	Да
3	6 Т-1 (яч.4)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
4	6 Т-2 (яч.12)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
5	6 ТСН-1 (яч.7)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
6	6 ТСН-2 (яч.12)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
7	РУ 6 кВ ДЭС 1 секция (яч.5)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
8	РУ 6 кВ ДЭС 2 секция (яч.8)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
9	6 кВ Резерв (яч.1)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
10	6 кВ Резерв (яч.3)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
11	6 кВ Резерв (яч.9)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
12	6 кВ Резерв (яч.11)	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
13	04 ТСН-1	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
14	04 ТСН-2	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
	КТП 35/10 кВ																
1	35 Т-1	А, В, С	5	30	0,1	0,004	57	2,5	50	0,351	0,10	0,455	11,372	37,906	7,5	30	Да
2	10 Т-1	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
3	10 кВ Ф-3 Благодатное	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да
4	10 кВ Ф-1 КТП	А, В, С	5	10	0,1	0,004	57	2,5	10	0,070	0,10	0,174	4,354	43,544	2,5	10	Да

2223-ИЛЮ.ИОС.АСУЭ.ТЧ

9.2.11.1 Проверочный расчет нагрузки измерительных трансформаторов напряжения

Точность работы трансформаторов напряжения оценивается сопоставлением их действительной вторичной нагрузки с номинальной мощностью. ГОСТ 1983-2015 регламентирует значения номинальной мощности $S_{\text{ном}}$ для измерений в рабочих условиях применения, указанных в Таблице 9.7.

Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям.

Для выполнения условий работы трансформаторов напряжения в требуемом классе точности должно выполняться условие по ГОСТ 1983-2015:

$$0,25 \cdot S_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{U_1}{U_{1\text{ном}}} \right)^2 \leq S_{2\text{факт}} \leq S_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{U_1}{U_{1\text{ном}}} \right)^2, \text{ В} \cdot \text{А},$$

где:

$S_{2\text{факт}}$ – фактическая нагрузка вторичной обмотки трансформатора, В·А;

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора для заданного класса точности, В·А;

$U_{1\text{ном}}$ – номинальное значение первичного напряжения трансформатора, В;

U_1 – значение первичного напряжения, подведённого к трансформатору, В.

Выбор номинальной мощности измерительной обмотки трансформаторов напряжения сводится к определению возможной вторичной нагрузки от счётчиков электроэнергии.

При выполнении проверочного расчета приняты следующие характеристики для вторичных измерительных цепей напряжения оборудования:

	Номинальное вторичное напряжение, В	Номинальная нагрузка, ВА
ТН 35 кВ	57,7	10
ТН 6(10) кВ	57,7	30
Прибор учета	57,7	1,2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Примеры выполнения проверочного расчета нагрузки измерительных ТН и выбора догрузочных сопротивлений

1) Для ТН 35 кВ TV1Н

Для расчета принимаем что потребляемая мощность каждой параллельной измерительной цепью прибора учета составляет 1,2 В·А. Ко вторичной измерительной обмотке для учета электроэнергии ТН 35 кВ подключается два прибора учета. Следовательно, суммарная нагрузка приборов учета на вторичную измерительную обмотку ТН 35 кВ составит от 2,4 В·А.

Работа измерительного ТН 35 кВ в заявленном классе точности (0,2 для присоединений 35 кВ) должна обеспечиваться при условии (см. формулу (2) ГОСТ 1983-2015) что нагрузка на вторичную измерительную составляет в пределах от 25 до 100 % от номинальной. Также необходимо учитывать рекомендации по нормализации вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения МИ 3023-2006 согласно которой рекомендуется выполнить догрузку вторичных измерительных цепей до уровня 50 % от номинальной нагрузки.

В проекте приняты измерительные ТН 35 кВ с номинальной мощностью отдельной вторичной обмотки для учета электроэнергии 10 В·А. В соответствии с выше изложенным, суммарная нагрузка для вторичной обмотки ТН 35 кВ должна составлять величину в пределах от 2,5 до 10 В·А и стремиться к 5 В·А.

Учитывая номенклатуру выпускаемых промышленностью догрузочных резисторов, принимаем, что для нормализации нагрузки вторичных измерительных цепей необходимо использовать догрузочные резисторы мощностью 5 В·А, включаемые в каждую фазу присоединения.

В итоге суммарная нагрузка на вторичные измерительные обмотки класса точности 0,2 для учета электроэнергии принятой мощностью 10 В·А ТН 35 кВ будет составлять величину в пределах от 7,4 В·А для каждой фазы присоединения с использованием догрузочных резисторов мощностью 5 В·А, что соответствует требованиям нормативной документации.

2) Для ТН 6 кВ TV1P (TV2P)

Проверочный расчет выполнен с учетом возможного подключения всех счетчиков электроэнергии по РУ к одному ТН при выводе второго ТН в ремонт.

Для расчета принимаем что потребляемая мощность каждой параллельной

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

измерительной цепью прибора учета составляет 1,2 В·А. Ко вторичной измерительной обмотке для учета электроэнергии ТН 6 кВ подключается пять приборов учета и десять приборов учета в случае вывода измерительного ТН 6 кВ для второй секции 6 кВ. Следовательно, суммарная нагрузка приборов учета на вторичную измерительную обмотку ТН 6 кВ составит от 6,0 до 12,0 В·А.

Работа измерительного ТН 6 кВ в заявленном классе точности (0,2 для присоединений 6 кВ) должна обеспечиваться при условии (см. формулу (2) ГОСТ 1983-2015) что нагрузка на вторичную измерительную составляет в пределах от 25 до 100 % от номинальной. Также необходимо учитывать рекомендации по нормализации вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения МИ 3023-2006 согласно которой рекомендуется выполнить догрузку вторичных измерительных цепей до уровня 50 % от номинальной нагрузки.

В проекте приняты измерительные ТН 6 кВ с номинальной мощностью отдельной вторичной обмотки для учета электроэнергии 30 В·А. В соответствии с выше изложенным, суммарная нагрузка для вторичной обмотки ТН 6 кВ должна составлять величину в пределах от 7,5 до 30 В·А и стремиться к 15 В·А.

Учитывая номенклатуру выпускаемых промышленностью догрузочных резисторов (из ряда 5, 10, 20, 30, ...), принимаем, что для нормализации нагрузки вторичных измерительных цепей необходимо использовать догрузочные резисторы мощностью 5 В·А, включаемые в каждую фазу присоединения.

В итоге суммарная нагрузка на вторичные измерительные обмотки класса точности 0,2 для учета электроэнергии принятой мощностью 30 В·А ТН 6 кВ будет составлять величину в пределах от 11,0 до 17,0 В·А для каждой фазы присоединения с использованием догрузочных резисторов мощностью 5 В·А, что соответствует требованиям нормативной документации.

3) Для ТН 10 кВ TV1K расчет выполняется аналогично ТН 35 кВ.

Результаты проверочного расчета нагрузки измерительных трансформаторов напряжения ПС 35/6 кВ Терней и КТП 35/10 кВ представлены в Таблице 9.11.

Проверочный расчет показал, что необходимо выполнить догрузку вторичных цепей ТН для присоединений 35 и 6(10) кВ.

Окончательный выбор догрузочных резисторов должен быть выполнен на

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

последующих стадиях проектирования на основании конкретных технических характеристик поставленного оборудования.

Порядок расчёта, выбора и способа включения догрузочных резисторов во вторичную цепь измерительных трансформаторов напряжения выполняется в соответствии с методической инструкцией МИ 3023-2006 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения».

Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	

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

Изм.	Кодуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2223-ИЮ.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Т а б л и ц а 9.11 – Результаты проверочного расчета нагрузки измерительных трансформаторов напряжения

№ п/п	Наименование аппарата	Фазы	Трансформатор напряжения		Прибор учета				Допустимая нагрузка		Соответствие требованиям (Да/Нет)	Мощность догрузочного резистора	Нагрузка с учетом догрузочного резистора		Соответствие требованиям (Да/Нет)	
			Номинальное вторичное напряжение	Номинальная нагрузка	Нагрузка одного счетчика	Количество счетчиков на секции		Суммарная нагрузка счетчиков		Min			Max			
						Min	Max	Min	Max					Min		Max
В	ВА	ВА	-	-	ВА	ВА	ВА	ВА	-	ВА	ВА	ВА	ВА	-		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	35 кВ TV1H	A, B, C	57,7	10	1,2	2	2	2,4	2,4	2,5	10	Нет	5	7,4	7,4	Да
2	6 кВ TV1P	A, B, C	57,7	30	1,2	5	10	6,0	12,0	7,5	30	Нет	5	11,0	17,0	Да
3	6 кВ TV2P	A, B, C	57,7	30	1,2	5	10	6,0	12,0	7,5	30	Нет	5	11,0	17,0	Да
	КТП 35/10 кВ															
1	35 кВ TV1H	A, B, C	57,7	10	1,2	1	1	1,2	1,2	2,5	10	Нет	5	6,2	6,2	Да
2	10 кВ TV1K	A, B, C	57,7	30	1,2	3	3	3,6	3,6	7,5	30	Нет	5	8,6	8,6	Да

9.2.11.2 Проверочный расчета потерь в измерительных цепях трансформаторов напряжения

Расчёт потерь напряжения во вторичных цепях измерительных ТН ведётся без учёта реактивной составляющей сопротивления, так как разводка цепей напряжения внутри здания выполнена медным кабелем с площадью поперечного сечения до 35 мм², при cosφ=0,8.

Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = I_H \cdot R_{\text{каб}}, \text{ В}$$

где,

I_H – сила тока нагрузки в питающем счётчики кабеле, А;

$R_{\text{каб}}$ – сопротивление питающего счётчики кабеля, Ом.

$$I_H = \frac{S_{\text{сч}\Sigma}}{U_{\text{ном}}}, \text{ А}$$

$$S_{\text{сч}\Sigma} = S_{\text{сч}} \cdot n_{\text{сч}}, \text{ В}\cdot\text{А}$$

где,

$n_{\text{сч}}$ – число счётчиков, подключённых к вторичной цепи трансформатора напряжения;

$S_{\text{сч}}$ – мощность, потребляемая каждой измерительной цепью счётчика;

$U_{\text{ном}}=57,7 \text{ В}$ – номинальное напряжение измерительной цепи.

$$R_{\text{каб}} = \frac{L}{F_{\text{каб}} \cdot \gamma}, \text{ Ом}$$

где,

L - длина кабеля, м;

$F_{\text{каб}}$ – площадь поперечного сечения провода в кабеле, мм²;

γ - удельная проводимость меди, $\frac{\text{м}}{\text{Ом}\cdot\text{мм}^2}$;

$$\gamma = 57 \frac{\text{м}}{\text{Ом}\cdot\text{мм}^2}.$$

Расчётное значение падения напряжения в измерительной цепи для 4-х проводной схемы включения:

$$\Delta U = \frac{S_{\text{сч}\Sigma} \cdot L}{U_{\text{ном}} \cdot F_{\text{каб}} \cdot \gamma}, \text{ В}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Расчётное значение падения напряжения в измерительной цепи при подключении отдельным кабелем каждой обмотки трансформатора напряжения:

$$\Delta U = 2 \cdot \frac{S_{сч} \Sigma \cdot L}{U_{ном} \cdot F_{каб} \cdot \gamma}, \text{ В}$$

Расчётные потери напряжения в кабеле составят в %:

$$\delta_{л} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

Результаты проверочного расчета потерь в измерительных цепях трансформаторов напряжения ПС 35/6 кВ Терней и КТП 35/10 кВ представлены в Таблице 9.12.

Проверочный расчет показал, что потери в измерительных цепях трансформаторов напряжения не превышают установленные нормы п. 1.5.19 ПУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Т а б л и ц а 9.12 – Результаты проверочного расчета потерь в измерительных цепях трансформаторов напряжения

№ п/п	Наименование присоединения	Фазы	Трансформатор напряжения		Прибор учета			Кабель												Суммарное падение напряжения	Погрешность вызванная потерями напряжения	Допустимое значение погрешности, вызванное потерями напряжения	Соответствие требованиям (Да/Нет)
			Номинальное вторичное напряжение	Номинальная нагрузка	Нагрузка одного счетчика	Количество счетчиков	Суммарная нагрузка счетчиков	Участок 1						Участок 2									
								Удельная проводимость	Площадь сечения	Длина	Схема соединения кабеля (1/2)	Догрузочное сопротивление	Потеря на протяжении	Удельная проводимость	Площадь сечения	Длина	Схема соединения кабеля (1/2)	Догрузочное сопротивление	Потеря на протяжении				
			В	ВА	ВА	-	ВА	М/Ом* мм2	мм2	м	-	ВА	В	М/Ом* мм2	мм2	м	-	ВА	В				
1	35 кВ TV1H	A, B, C	57,7	10	1,2	2	2,4	57	2,5	15	1	5	0,027	57	2,5	50	2	5	0,045	0,072	0,125	0,250	Да
2	6 кВ TV1P	A, B, C	57,7	30	1,2	10	12,0	57	2,5	3	1	5	0,012	57	2,5	5	2	5	0,010	0,023	0,039	0,250	Да
3	6 кВ TV2P	A, B, C	57,7	30	1,2	10	12,0	57	2,5	3	1	5	0,012	57	2,5	5	2	5	0,010	0,023	0,039	1,250	Да
	КТП 35/10 кВ																						
1	35 кВ TV1H	A, B, C	57,7	10	1,2	1	1,2	57	2,5	5	1	5	0,008	57	2,5	10	2	5	0,008	0,015	0,026	3,250	Да
2	10 кВ TV2K	A, B, C	57,7	30	1,2	3	3,6	57	2,5	3	1	5	0,006	57	2,5	5	2	5	0,005	0,012	0,020	0,250	Да

Примечание:

Схема соединения счетчика с трансформатором напряжения:

1 - включение отдельным кабелем в каждой фазе;

2 - четырехпроводная

Проверочный расчет выполнен с учетом возможного подключения всех счетчиков электроэнергии по РУ (с учетом резервных присоединений) к одному ТН при выводе второго ТН в ремонт.

9.3 Мероприятия по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ

9.3.1 Комплект документов необходимый для метрологического обеспечения

По результатам создания, выполнения необходимых мероприятий по метрологическому обеспечению и приемки в эксплуатацию вновь вводимых измерительных каналов должен быть сформирован комплект документов.

Комплект документов по метрологическому обеспечению вновь вводимых измерительных каналов, применяемых в сфере ГРОЕИ:

- раздел метрологического обеспечения в составе согласованной и утвержденной РД с положительным заключением метрологической экспертизы;

- заводские паспорта на каждое СИ (со знаком первичной поверки СИ), свидетельство о первичной поверке СИ (при отсутствии знака первичной поверки в паспорте) и комплект эксплуатационных документов на группу однотипных СИ;

- свидетельства о периодической поверке на каждое СИ;

- свидетельства о поверке ИК и/или свидетельство о поверке ИС (с перечнем поверенных ИК);

- свидетельство об утверждении типа ИС, описание типа и методика поверки на ИК;

- аттестованная с дополнениями МИ, свидетельство об аттестации МИ, информация (информационное письмо ФГУП «ВНИИМС» с реквизитами МИ) о регистрации МИ в Федеральном информационном фонде (Сведения об аттестованных МИ), ОРД о вводе в действие (применении) МИ;

- паспорта-протоколы на каждый ИК;

- акты (копии) замены СИ.

Комплект документов по метрологическому обеспечению вновь вводимых измерительных каналов, не относящихся к сфере ГРОЕИ:

- заводские паспорта на каждое СИ (со знаком первичной поверки СИ), свидетельство о первичной поверке СИ (при отсутствии знака первичной поверки в паспорте) и комплект эксплуатационных документов на группу однотипных СИ;

- сертификаты и протоколы периодической калибровки СИ;

- аттестованная/согласованная и введенная в действие МИ и ОРД о вводе в

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

действие МИ;

- паспорта-протоколы на ИК;
- методика калибровки ИК, не входящих в сферу ГРОЕИ;
- свидетельства о калибровке ИК или сведения о калибровке ИК с указанием погрешности измерений ИК в паспорте-протоколе;
- акты (копии) замены СИ.

9.3.2 Сведения по проведению метрологической поверки

Средства измерений, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации – периодической поверке (ФЗ от 26.06.2008 № 102 статья 13 п. 1).

Вновь устанавливаемые средства измерения должны иметь первичную поверку.

До момента ввода АИИС КУЭ в промышленную эксплуатацию должна быть проведена метрологическая поверка агрегатных элементов измерительного тракта (ТТ, ТН, счетчики электрической энергии), что должно быть подтверждено свидетельством о поверке. Поверка производится в соответствии с приказом Госстандарта РФ от 18 июля 1994 г. № 125.

Поверке подвергают измерительный канал АИИС КУЭ, на который распространен сертификат утверждения типа (первично при вводе в промышленную эксплуатацию, после установки на объекте или после ремонта (замены), влияющего на погрешность измерительного канала, и периодически в процессе эксплуатации).

При первичной поверке АИИС КУЭ, необходимо проверить соответствие комплектности АИИС КУЭ и других требований ПД.

Работы по поверке средств измерения и измерительного канала коммерческого учета АИИС КУЭ должны выполнять поверители аттестованные в порядке, установленном ПР 50.2.012-94 и организациями, аккредитованными по ПР 50.2.008-94 или ПР 50.2.013-97 (ФЗ от 26.06.2008 № 102 статья 13 п. 2).

Организация и порядок проведения поверки измерительного канала АИИС КУЭ выполняется аттестованными рабочими эталонами согласно приказа Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Порядок проведения поверки средств измерений,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»; ПР 50.2.012-94; ПР 50.2.014-2002.

Положительные результаты поверки элементов АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчик электрической энергии) (только при первичной поверке) оформляют нанесением оттиска поверительного клейма или наклеиванием ярлыка из несмываемой самоклеящейся пленки в месте, исключающем возможность доступа внутрь элемента или нарушения регулировок, или (и) выдачей свидетельства о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

Для ИИК АИИС КУЭ должен иметься паспорт-протокол, который должен переоформляться при всех производимых изменениях в измерительном канале и при проведении плановых работ по периодической поверке средств измерений.

9.3.3 Метрологическое обследование измерительных каналов

Метрологическое обследование ИК включает анализ соответствия структуры ИК, технических и метрологических характеристик компонентов ИК ИС (в том числе замеры, например, параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов и т.п.) требованиям рабочей документации и проводится комиссией.

Для каждого ИК должно быть проведено метрологическое обследование, по результатам которого должен быть оформлен паспорт-протокол.

Паспорт-протокол должен содержать информацию обо всех СИ, входящих в состав ИК (наименование измеряемого параметра с «привязкой» к месту установки (оборудованию), типы и наименования СИ, регистрационные номера в Федеральном информационном фонде, заводские (инвентарные) номера, метрологические и технические характеристики СИ влияющие на точность измерений, места их установки, срок очередного метрологического контроля (поверка/калибровка) СИ, погрешность измерений ИК) а также другую специфическую информацию в зависимости от вида измеряемого параметра.

Форма паспорта-протокола ИК, применяемых вне сферы ГРОЕИ, разрабатывается/согласовывается структурным подразделением метрологического обеспечения и является единой для ИК однотипных параметров (в зависимости от вида измерений и структуры ИК).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Периодическое метрологическое обследование и переоформление (актуализацию) паспортов-протоколов ИК, не относящихся к сфере ГРОЕИ, целесообразно проводить одновременно с периодической калибровкой СИ с наименьшим (в составе ИК) межкалибровочным интервалом.

В состав комиссии должны входить специалисты организации – исполнителя, осуществляющей создание (расширение) АИИС КУЭ (на этапе ввода в эксплуатацию), организации-исполнителя, осуществляющей метрологическое обследование ИК (на этапе промышленной эксплуатации, если привлекаются сторонние организации).

9.3.4 Расчет необходимой емкости обменного фонда средств измерений

Средства измерений, признанные по результатам поверки негодными к применению, направляются в ремонт. В случае непригодности средств измерений к ремонту выдается справка на списание с указанием конкретных причин непригодности. Списанные СИ должны быть заменены из обменного фонда аналогичными с соблюдением требований к метрологическим характеристикам.

Расчет необходимого количества запасных элементов или другими словами математическое ожидание количества замен (отказов) за расчетное время эксплуатации производится по формуле:

$$K_{xi} = N \cdot \frac{t}{T},$$

где,

K_{xi} - количество i -х СИ данного типа в обменном фонде, шт.;

N - количество СИ данного типа;

T - средняя наработка на отказ СИ данного типа;

t - время эксплуатации СИ данного типа.

Количество запасных элементов рассчитано на период эксплуатации 1 год (8760 час). Данное количество элементов, необходимо для поддержания требуемого уровня надежности функционирования метрологического обеспечения. По мере использования, количество СИ в обменном фонде должно пополняться.

Исходные данные для расчёта количества СИ системы АИИС КУЭ в обменном фонде приведены в Таблице 9.13.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 9.13 – Исходные данные для расчета количества СИ в обменном фонде

№ п/п	Тип СИ	Количество установленных СИ, шт	Время наработки на отказ, час	Количество обменного фонда СИ, шт
1	Микропроцессорный счетчик электроэнергии 2А+2Р для РУ 35 кВ, РУ 6 кВ, класса точности 0,5S/1,0, I _{ном} =5А, U _{ном} =57,7/100В, со встроенным источником питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами RS-485	12	100 000	1
2	Микропроцессорный счетчик электроэнергии А+Р для РУ 0,4 кВ, класса точности 0,5S/1,0, I _{ном} =5А, U _{ном} =220/380В, со встроенным источником питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами RS-485	2	100 000	1

Подставляя исходные данные в формулу получаем:

а) для СИ в составе ИИК п.1:

$$K_{x1} = 12 \cdot 8760 / 100000 = 1,051;$$

Округляя получаем, что количество СИ в обменном фонде должно быть равно 1 шт.

б) для СИ в составе ИИК п.2:

$$K_{x2} = 2 \cdot 8760 / 100000 = 0,175;$$

Округляя в большую сторону получаем, что количество СИ в обменном фонде должно быть равно 1 шт.

Полученные значения требуемого количества обменного фонда средств измерений АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней соответствует принятому количеству ЗИП, указанному в Таблице 10.1.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10 Показатели надёжности

Работы по обеспечению надёжности обязательны при разработке, монтаже и эксплуатации АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней.

АИИС КУЭ ПС должна обеспечиваться разработкой и реализацией организационных мероприятий, направленных на выполнение требований к надёжности.

На стадии разработки Технорабочего проекта АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней должна быть разработана программа обеспечения надёжности в соответствии с ГОСТ 27.002-2015.

Программа обеспечения надёжности – документ, устанавливающий комплекс взаимосвязанных организационно-технических требований и мероприятий, подлежащих проведению на определенных стадиях жизненного цикла объекта и направленных на обеспечение заданных требований к надёжности и на повышение надёжности.

Надёжность измерительно-информационного комплекса в целом, определяется как совокупность показателей надёжности измерительных трансформаторов и счётчиков электроэнергии, а также связующих компонентов.

В качестве показателей надёжности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2015 и ГОСТ 7746-2015, выбирается средний срок службы и средняя наработка на отказ.

Показатели надёжности для счётчиков электроэнергии:

- средняя наработка на отказ T_o – не менее 100 000 часов;
- среднее время восстановления T_v – не более 3 суток.

Показателей надёжности УСПД, не хуже:

- средний срок службы – не менее 15 лет;
- средняя наработка на отказ T_o – не менее 50 000 часов;

Показатели надёжности СОЕВ, не ниже:

- коэффициент готовности K_r – не менее 0,95;
- среднее время восстановления T_v – не более 168 часов (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).

Показатели надёжности каналообразующей аппаратуры (модемы, мультиплексоры и т.п.): средняя наработка на отказ T_o , коэффициент готовности K_r и среднее время восстановления T_v .

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

89

Показатели надёжности программного обеспечения АИИС КУЭ: интенсивность перезапусков (перезагрузок) и их длительность. Оценка значений интенсивности и длительности перезапусков (перезагрузок) ПО производится по результатам наблюдения за работой средств АИИС КУЭ в ходе опытной эксплуатации.

Расчётный срок службы АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней – не менее 20 лет.

Проектная оценка надёжности системы выполняется на стадии Технорабочего проекта.

Надёжность АИИС КУЭ регламентируется в следующих аварийных ситуациях:

– при кратковременных перерывах электропитания (не более 2-х часов) и отклонениях напряжения от номинального более плюс/минус 20% в цепях, питающих аппаратуру АИИС КУЭ;

– при отключении электропитания (на период более 2-х часов) АИИС КУЭ в целом или отдельных компонентов в его составе;

– при отказе компонентов входящих в АИИС КУЭ.

Схема электропитания оборудования АИИС КУЭ обеспечивает сохранение работоспособности (обеспечивает передачу аварийной сигнализации и сохранение измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и отклонениях напряжения от номинального более плюс/минус 20 %.

Целостность и корректность информации в АИИС КУЭ сохраняется при отключении электропитания. После восстановления электропитания выполняется процедура восстановления требуемого объёма информации по иерархии АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней.

При выявлении отказов компонентов входящих в АИИС КУЭ:

– сохраняется целостность и корректность информации;

– АИИС КУЭ не выдаёт ложную информацию, при любых аварийных ситуациях.

В АИИС КУЭ предусматриваются меры защиты от неправильных действий персонала, от случайных изменений и разрушения информации и программ, а также от несанкционированного вмешательства.

Время восстановления работоспособности (ремонта) АИИС КУЭ с обеспечением сбора данных и их передачи в ИВК (ЦСОИ) с учётом выезда аварийно-восстановительного персонала – не более 3-х суток.

В АИИС КУЭ предусмотрены средства перезапуска системы и контроля

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

зависания.

10.1 Определение требуемого количества ЗИП

Комплекс технических средств (КТС) автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ПС 35/6 кВ Терней представляет собой сложную техническую систему, длительная эксплуатация которой невозможна без использования запасных изделий и принадлежностей (ЗИП), необходимых при проведении ремонтов и технического обслуживания. К числу основных особенностей КТС, существенных с точки зрения определения требуемого состава ЗИП, относятся:

– ремонт (восстановление работоспособности) КТС производится силами обслуживающего персонала путем замены только таких элементов, для которых она предусмотрена (разрешается) поставщиком оборудования;

– ремонт отказавших сменных элементов в по месту размещения КТС не производится. Неисправные элементы для ремонта должны отправляться в специализированный ремонтную мастерскую. Из этого следует, что для обеспечения требуемого уровня надежности КТС в процессе эксплуатации необходимо иметь комплект ЗИП, состав которого обеспечил бы заданные требования к надежности.

По экономическим соображениям ЗИП не может быть неограниченным, и должен быть определен оптимальный состав ЗИП. Под оптимальным подразумевается такой комплект ЗИП, при котором обеспечиваются требуемые значения показателей надежности КТС. В рамках настоящего проекта принимаем, что ЗИП составляет 10% от монтируемого оборудования, но не менее 1 единицы оборудования каждого вида.

Таблица 10.1 – Комплект ЗИП

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Таблица 10.1 – Комплект ЗИП						Лист											
			№	Наименование оборудования	Количество установленных изделий, шт.	Количество изделий ЗИП, шт.	Изм.	Кол.уч		Лист	№ док.	Подп.	Дата							
			1	Микропроцессорный счетчик электроэнергии 2А+2Р для РУ 35 кВ, РУ 6 кВ, класса точности 0,5S/1,0, Ином=5А, Уном=57,7/100В, со встроенным источником питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами RS-485	12	1														
2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ																		91		

№	Наименование оборудования	Количество установленных изделий, шт.	Количество изделий ЗИП, шт.
2	Микропроцессорный счетчик электроэнергии А+Р для РУ 0,4 кВ, класса точности 0,5S/1,0, I _{ном} =5А, U _{ном} =220/380В, со встроенным источником питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами RS-485	2	3
3	Коробка испытательная	14	2
4	Догрузочный резистор для трансформаторов напряжения РУ 35 кВ и РУ 6 кВ трех фазного исполнения 5 ВА	3	1

Примечания:

состав и количество оборудования ЗИП уточняется на стадии разработки РД

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									92
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ			

11 Мероприятия по подготовке АИИС КУЭ к вводу системы в действие

Ввод в действие новой системы учёта электроэнергии на ПС 35/6 кВ Терней включает в себя проведение:

- 1) предварительных испытаний;
 - а) автономных испытаний;
 - б) комплексных испытаний;
- 2) опытной эксплуатации;
- 3) приёмочных испытаний.

Автономные испытания проводятся после окончания монтажных работ до подачи напряжения на присоединение.

При этом выполняется:

- проверка качества выполнения монтажных работ;
- проверка на наличие механических повреждений оборудования, состояние лакокрасочных покрытий;
- проверка резервного электропитания счётчиков;
- предварительные испытания с целью подтверждения опроса всех счётчиков.

Комплексные испытания проводятся после подключения всех присоединений ПС под нагрузку. По результатам испытаний заполняются:

- протоколы проверки целостности проводников, заземляющих корпуса оборудования;
- протоколы проверки сопротивления изоляции проводников, кабелей;
- протоколы наладки узла учёта электрической энергии;
- протокол наладки АИИС КУЭ с подтверждением факта передачи данных на верхний уровень управления;
- паспорта-протоколы измерительных каналов по всем точкам измерения.

По завершении комплексных испытаний выполняется:

- программа опытной эксплуатации;
- проект акта о вводе АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней в опытную эксплуатацию.

Этап «Проведение опытной эксплуатации» проводится с целью подтверждения правильности функционирования АИИС КУЭ в условиях реальной эксплуатации подготовленным персоналом и определения фактических значений количественных и

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

качественных характеристик АИИС КУЭ. Во время опытной эксплуатации должны фиксироваться отказы, сбои, аварийные ситуации, изменения параметров, изменения в документации, а также замечания эксплуатационного персонала в рабочем журнале.

В соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 в период опытной эксплуатации проводится аттестация в Госстандарте России или в аккредитованных Госстандартом России организациях МВИ на ИИК и сертификация АИИС КУЭ как средства измерения, с внесением в Госреестр РФ средств измерений. При этом проводится пломбирование средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ и оформляется Акт о проведении ревизии и маркировании средств учёта электрической энергии в соответствии с требованиями Приложения № 3 к Положению о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учёта электрической энергии (утверждённого Госстандартом РФ 3 октября 1998 г.).

По результатам опытной эксплуатации оформляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приёмочным испытаниям.

Этап «Приёмочные испытания»

Положительные результаты испытаний системы являются основанием для принятия решения о готовности АИИС КУЭ к вводу в промышленную эксплуатацию.

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней вводится в эксплуатацию на основании соответствующего Акта комиссии.

Комиссия производит обследование АИИС КУЭ ПС, тестирование прикладного ПО в её составе, проверяет работоспособность компонентов АИИС КУЭ и системы в целом с оформлением протоколов испытаний, соответствие АИИС КУЭ требованиям действующей нормативно-технической документации и делает заключение о возможности принятия её в постоянную эксплуатацию.

Включение в постоянную эксплуатацию оформляется приказом руководителя предприятия, после устранения замечаний, выявленных в процессе работы комиссии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

12 Перечень оборудования, необходимого для создания АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней

Перечень оборудования, необходимого для создания АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней приведён в Таблице 12.1.

Т а б л и ц а 12.1 – Перечень оборудования, необходимого для создания АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ Терней

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Примечание
1	Шкаф учета: металлический, напольный, с обзорной дверью, двустороннего обслуживания, 2200x800x600 мм (ВxШxГ)	1	
2	Микропроцессорный счетчик электроэнергии 2А+2Р для РУ 35 кВ и РУ 6 кВ, класса точности 0,5S/1,0, Iном=5А, Uном=57,7/100В, со встроенным источником питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами RS-485	12	
3	Микропроцессорный счетчик электроэнергии А+Р для РУ 0,4 кВ, класса точности 0,5S/1,0, Iном=5А, Uном=220/380В, со встроенным источником питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами RS-485	2	
4	Разветвитель интерфейса RS-485	14	
5	Коробка испытательная	14	
6	Устройство сбора и передачи данных (УСПД): 12xRS-485, 2xEthernet, GPS/ГЛОНАСС, GSM/GPRS-модем	1	
7	Антенна GPS/ГЛОНАСС (с наружным креплением)	1	
8	Антенна GSM/GPRS (с магнитным креплением)	1	
9	Источник бесперебойного питания 1500 ВА, ~220 В, 19”	1	
10	АВР ~ 220 В, 16 А	1	
11	Автоматический выключатель ~220 В	10	
12	Розетка питания, установка на DIN-рейку, ~ 220 В, 16 А	1	
13	ПО для параметрирования счетчиков	1	
14	Переносной пульт на базе NoteBook с оптическим преобразователем для параметрирования приборов учета исполнения USB	1	

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

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

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Примечание
14	Догрузочный резистор для трансформаторов напряжения РУ 35 кВ и РУ 6 кВ трех фазного исполнения 5 ВА	3	
15	Интерфейсный кабель RS-485, км	0,6	
16	Кабель экранированный 7х2,5 мм ² для цепей ТТ, км	0,5	
17	Кабель бронированный 4х2,5 мм ² для цепей ТН, км	0,3	
18	Техническая документация	1	
19	ЗИП	*	См. Таблицу 10.1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Перечень принятых сокращений

АВР	- автоматический ввод резерва
АИИС КУЭ	- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АРМ	- автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами
ВОЛС	- волоконно-оптическая линия связи
ГОСТ	- государственный стандарт
ИБП	- источник бесперебойного питания
ИИК	- информационно-измерительный канал
ИК	- измерительный канал
ИВК	- информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	- информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИТС	- информационно-технологические системы (РЗА, АСУ ТП, СМиУКЭ, АИИС КУЭ)
ЗИП	- запасные части, инструмент, принадлежности
ЗП	- задание на проектирование
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство
КВЛ	- кабельно-воздушная линия
КЛ	- кабельная линия
КРУ	- комплектное распределительное устройство
КРУН	- комплектное распределительное устройство наружного исполнения
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция
ЛЭП	- линия электропередачи
МИ	- методика (метод) измерений
МО	- метрологическое обеспечение
МЭК	- Международная электротехническая комиссия
НТД	- нормативно-технический документ
ОПУ	- общеподстанционный пункт управления
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ОТР	- основные технические решения
ПД	- проектная документация

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	97

ПК	- программный комплекс, персональный компьютер
ПНР	- пуско-наладочные работы
ПО	- программное обеспечение
ПС	- подстанция
ПТЭ	- правила технической эксплуатации
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РД	- рабочая документация
РДУ	- Филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗ	- релейная защита
РЗА	- релейная защита и автоматика (РЗ, СА, ПА, РА, РАСП и ТА)
РУ	- распределительное устройство
РЩ	- релейный щит
СДТУ	- средства диспетчерского и технологического управления
СОЕВ	- система обеспечения единого времени
СИ	- средства измерений, включая измерительные системы и измерительные каналы измерительных систем
СМР	- строительно-монтажные работы
СКС	- структурированная кабельная система
СО (СТО)	- стандарт организации
СС	- система связи
ССПИ	- система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и технологического управления
Т	- трансформатор
ТН	- трансформатор напряжения
ТОиР	- техническое обслуживание и ремонт
ТСН	- трансформатор собственных нужд
ТТ	- трансформатор тока
УСПД	- устройство сбора и передачи данных
УССВ	- устройство синхронизации системного времени
ЦСОИ	- центр сбора и обработки информации
ЩСН	- щит собственных нужд
ЭМС	- электромагнитная совместимость
ЭТО	- электротехническое оборудование

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Нормативные документы

ГОСТ 2.503-2013. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Правила внесения изменений

ГОСТ 8.217-2003. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки

ГОСТ 8.216-2011. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

ГОСТ 27.002-2015. Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 27.301-95. Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения

ГОСТ 27.310-95. Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения

ГОСТ 34.201-2020. Межгосударственный стандарт. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

ГОСТ 34.601-90. Государственный стандарт Союза ССР. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 34.602-2020. Межгосударственный стандарт. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

ГОСТ 34.603-92. Государственный стандарт Союза ССР. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ 1983-2015. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования

ГОСТ 7746-2015. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 14254-2015. Межгосударственный стандарт. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 31818.11-2012. Межгосударственный стандарт. Аппаратура для измерения

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ

Лист

99

электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.22-2012. Межгосударственный стандарт. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2012. Межгосударственный стандарт. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33073-2014. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 2.105-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ Р 8.563–2009. Национальный стандарт Российской Федерации. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.596-2002. Государственный стандарт Российской Федерации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 56302-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования

ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010. Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы измерительные. Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения

ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010. Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока

РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учёту электроэнергии и мощности при её производстве, передаче и распределении

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист 100
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

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

РД 34.11.202-95. Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации

РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии

РД 34.11.334-97. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности

РД 34.11.502-95. Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования

РД 34.35.305-79. Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей

РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем

РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности

РМГ 29-2013. Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

МИ 222-80. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов

МИ 2168-91. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерительные информационные. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов

МИ 2439-97. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

МИ 2440-97. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов

МИ 2539-99. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки

МИ 2808-2003. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии

МИ 2999-2018. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа. (Документ носит рекомендательный характер)

МИ 3000-2018. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки. (Документ носит рекомендательный характер)

МИ 3022-2006. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

МИ 3023-2006. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

СТО 34.01-5.1-006-2019. Стандарт организации ПАО «РОССЕТИ». Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 2)

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

СТО 56947007-29.240.01.244-2017. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов

Техническая политика Группы РусГидро. Приложение к Протоколу СД от 10.04.2020 № 307, 2020г

Приложение № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229);

ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание шестое

ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»)

Постановление Правительства РФ от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» (вместе с «Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

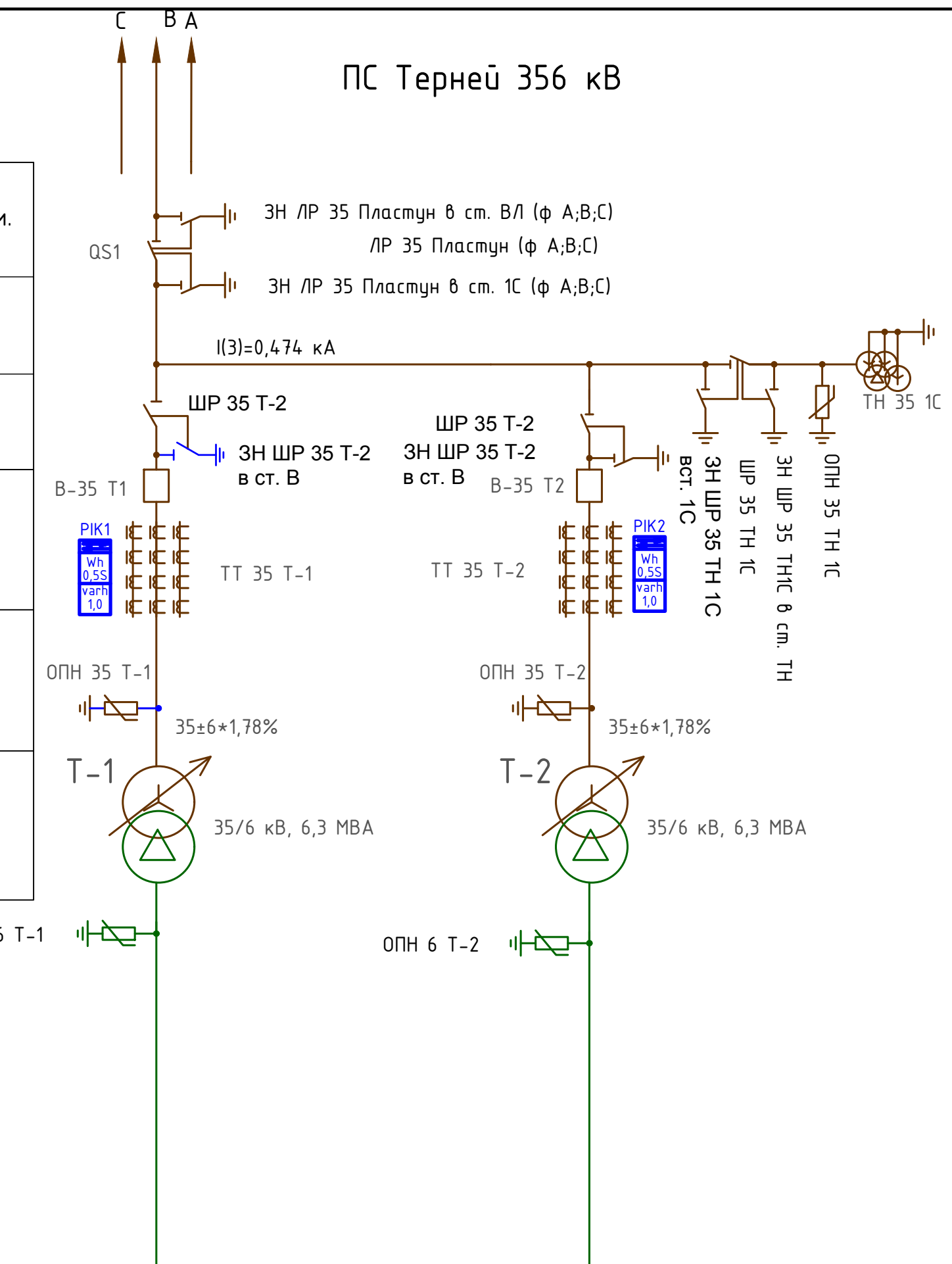
Таблица регистрации изменений

Изм.	Номер листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ТЧ	Лист
							104
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

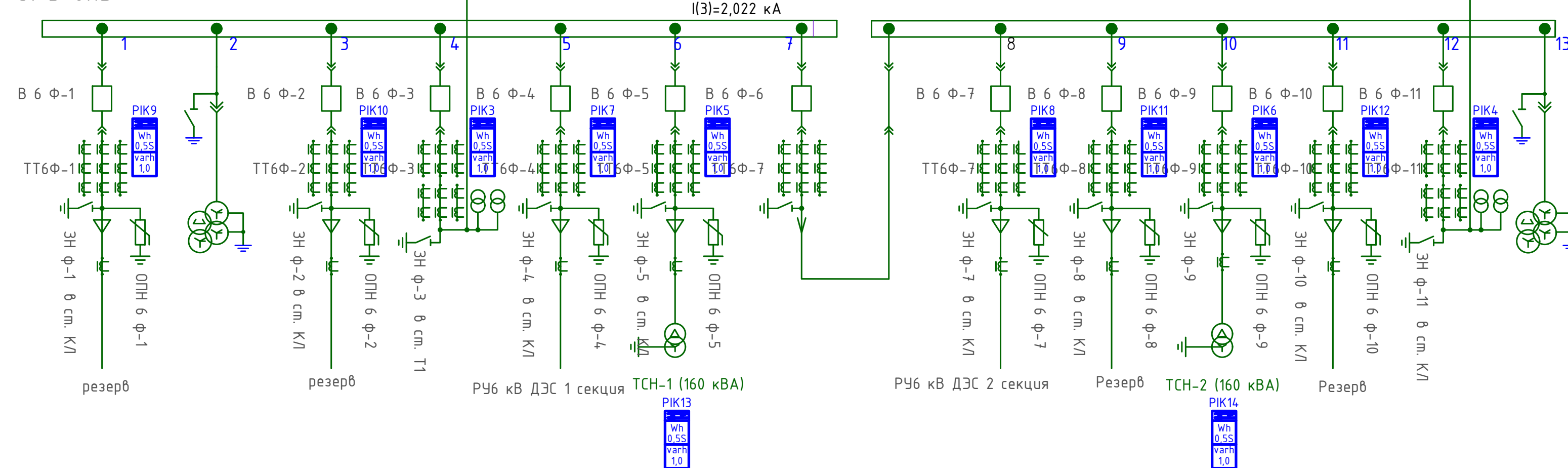
ПС Терней 356 кВ

Разъединитель трехполюсный 35кВ, с приводом.
Трансформатор напряжения 35кВ 0,20,23 P Kт=35:√30,1: √3 0,1:√3 0,1:3 кВ
Выключатель 35кВ
Трансформатор тока 0.2S0.2S10 P10 P, Kтт=2005
Ограничитель перенапряжений 35кВ
Трансформатор 630035-6 кВ



ЗРУ 6кВ

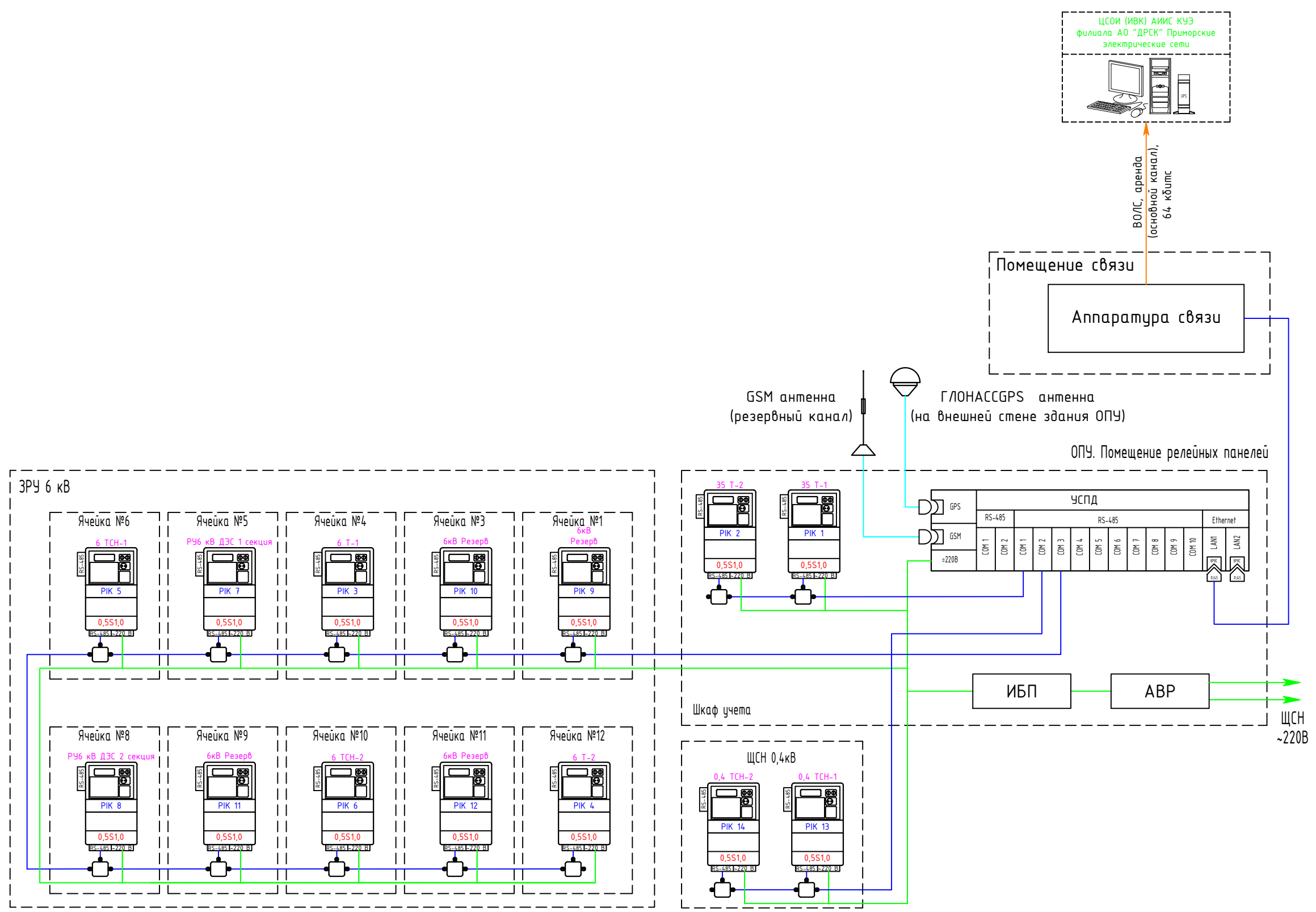
Шина 6кВ
Выключатель 6кВ
Трансформатор тока присоединения: 0.2S0.2S10 PR Kтт=1505 Ввод: 2 ТТ 0,2S10PR, Kтт=10005
Трансформатор напряжения шин 0.20.23 P Kт=6:√3/0,1:√3 /0,1:√3/0,1:3 кВ
Ограничитель перенапряжений 6кВ



Условные обозначения:
 - Счетчик активной и реактивной энергии

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ							
Разработка проектной и рабочей документации на строительство распределительных сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней							
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разработал	Захарчук				03.06.22		
Проверил	Назайцева				03.06.22		
Н.контр.	Щевелева				03.06.22		
Нач.отд.	Быстрицкая				03.06.22		
				Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпаяк ЛЭП на кордоны заповедника и КПП	Стадия	Лист	Листов
				Схема электрическая принципиальная ПС 356 кВ Терней с указанием точек учета электроэнергии	П	1	
				Акционерное общество "Ленгидропроект"			

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



Условные обозначения:

- Информационные каналы приема/передачи данных;
- Разветвитель интерфейса RS-485;
- Счетчик активной-реактивной электрической энергии

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

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ					
Разработка проектной и рабочей документации на строительство распределительных сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разработал	Захарчук				03.06.22
Проверил	Нагайцева				03.06.22
Н.контр.	Щевелева				03.06.22
Нач.отд.	Быстрицкая				03.06.22
Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпаяк ЛЭП на кордоны заповедника и КПП				Стадия	Лист
Схема электрическая структурная АИИС КУЭ ПС 356 кВ Терней				П	2
Акционерное общество "Ленгидропроект"				Листов	

Здание ОПУ

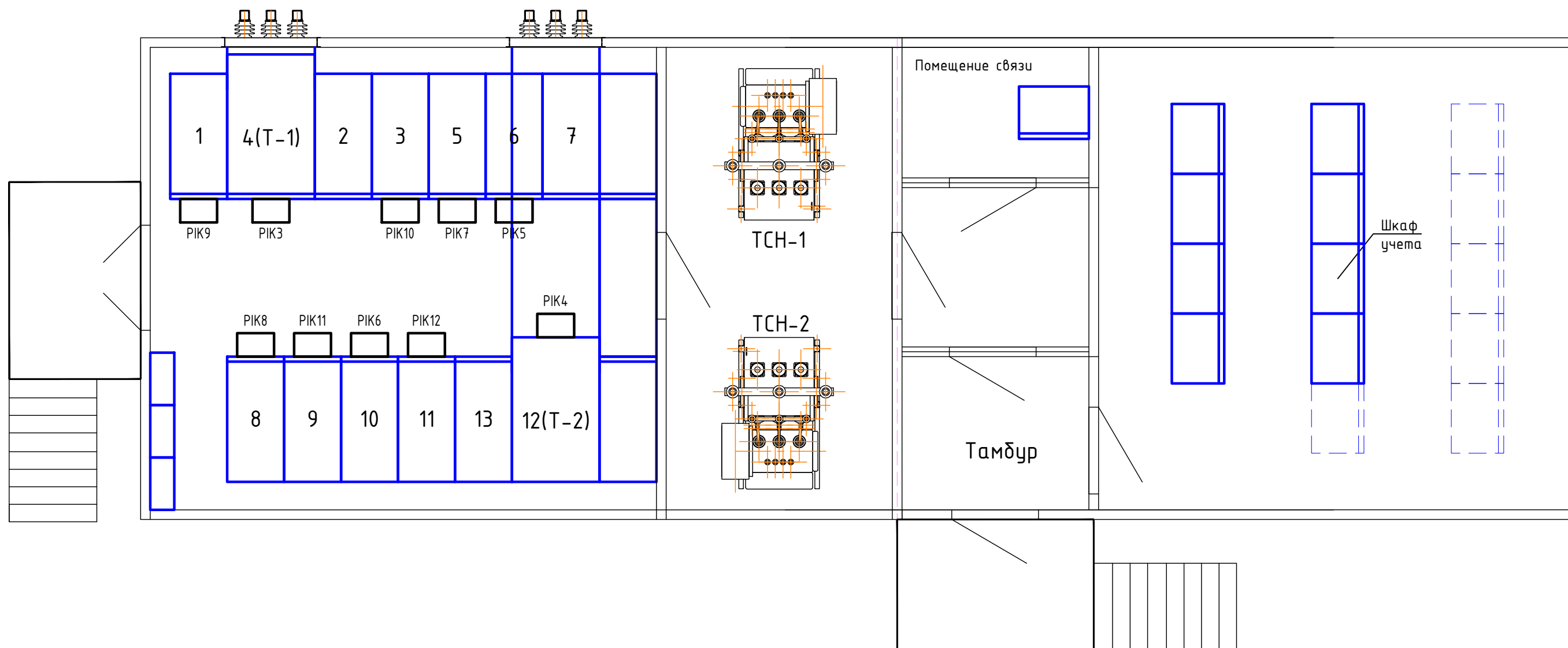


Таблица оборудования

Поз.	Наименование	Тип шкафа, вид обслуживания, Габаритные размеры (ВхШхГ), мм	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
	Шкаф учета	Напольный, двухстороннее, 2200x800x600	шт. 1	250	

						2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ			
						Разработка проектной и рабочей документации на строительство распределительных сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Строительство ЛЭП «Плестун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпаяк ЛЭП на кордоны заповедника и КПП	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Захарчук				13.04.22		П	3	
Проверил	Нагайцева				13.04.22				
Н.контр.	Щевелева				13.04.22	План размещения оборудования АИИС КУЭ	Акционерное общество "Ленгидропроект"		
Нач.отд.	Быстрицкая				13.04.22				

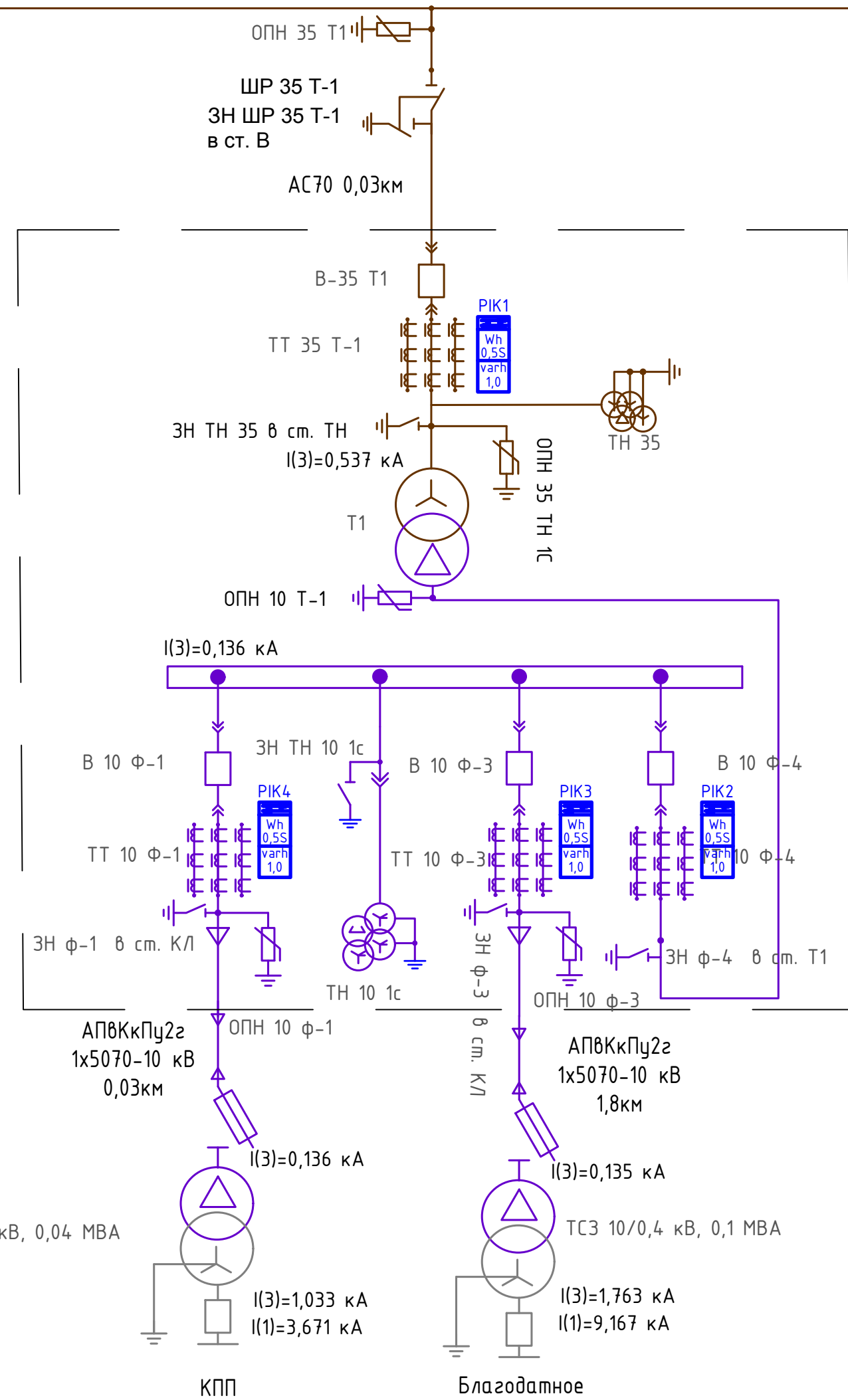
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Отпайка на Благодатное

ПС Пластун 110/35/10 кВ

ПС Терней 35/6 кВ

Выключатель трехполюсный 35кВ, с приводом.
Трансформатор тока 0.2S0.2S10 P, Kmm=805
Трансформатор напряжения 35кВ 0,20,23 P; Km=35:√3/0,1:√3/0,1:√3 0,1:3 кВ
Трансформатор ТСЗ 35 10 кВ 160 кВА
Выключатель 35кВ
Выключатель 10кВ
Трансформатор тока присоединений 0.2S0.2S10 P, Kmm=305
Трансформатор тока 0.2S0.2S10 P, Kmm=30
Трансформатор напряжения шин 0.20.23 P Km=10:√3/0,1:√3/0,1:√3/0,1:3 кВ



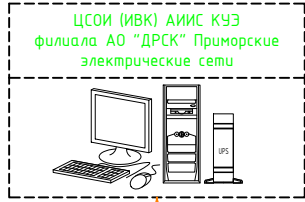
Условные обозначения:



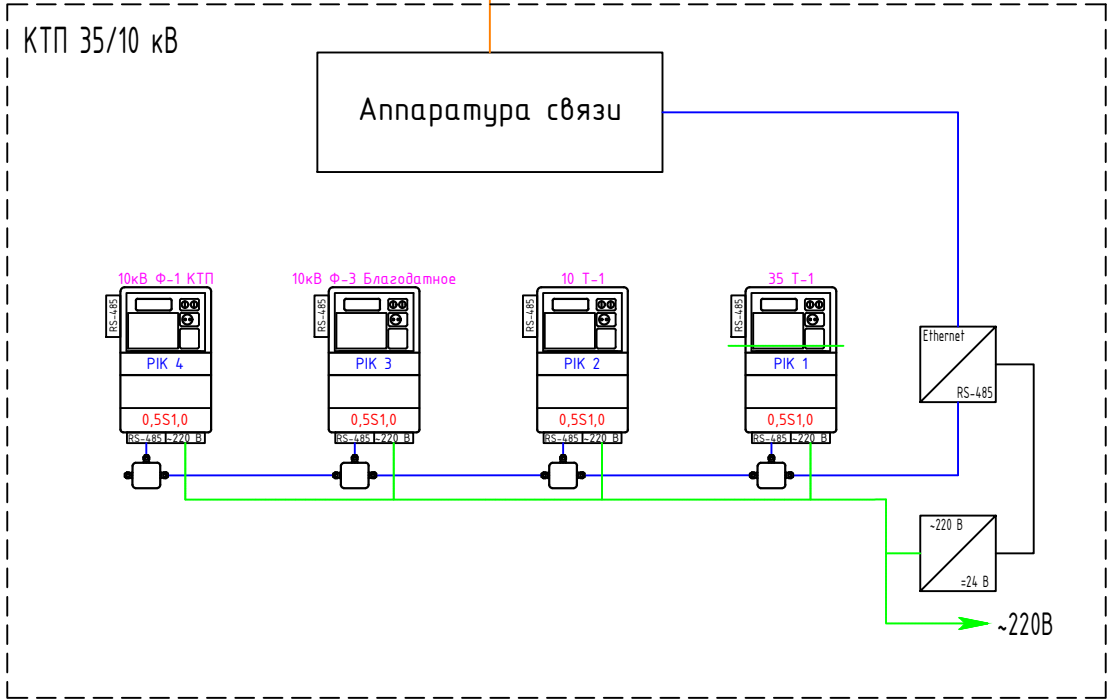
- Счетчик активной и реактивной энергии

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




2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ					
Разработка проектной и рабочей документации на строительство распределительных сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Захарчук				03.06.22
Проверил	Нагайцева				03.06.22
				Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпаяк ЛЭП на кордоны заповедника и КПП	Стадия
				Схема электрическая принципиальная КТП 35/10 кВ с указанием точек учета электроэнергии	Лист
				Н.контр. Щевелева	03.06.22
				Нач.омд. Быстрицкая	03.06.22
				Акционерное общество «Ленгидропроект»	Листов
				П	4



ВОЛС, аренда
(основной канал),
64 кбит/с



Условные обозначения:

-  - Информационные каналы приема/передачи данных;
-  - Разветвитель интерфейса RS-485;
-  - Счетчик активно-реактивной электрической энергии

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Захарчук			03.06.22
Проверил		Нагайцева			03.06.22
Н.контр.		Щевелева			03.06.22
Нач.отд.		Быстрицкая			03.06.22

2223-ИЛО.ИОС.АСУЭ.ГЧ

Разработка проектной и рабочей документации на строительство распределительных сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней

Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП

Схема электрическая структурная АИИС КУЭ КТП 35/10 кВ

Стадия	Лист	Листов
П	5	

Акционерное общество "Ленгидропроект"