

ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

ОГРН 1167847487444, ИНН 7806258664, КПП 770301001, тел.: +7 (499) 113-08-80, e-mail: info@specingstroy.ru 123001, г. Москва, вн.тер.г.
муниципальный округ Пресненский, ул. Садовая-Кудринская, д. 25, помещ. 2/4

Заказчик ПАО "Россети Московский регион"

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 5.1 Система электроснабжения

Часть 6. Метрологическое обеспечение

Шифр: 6350-25-ИОС1.6

Том 5.1.6

Москва 2025 г.

ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

ОГРН 1167847487444, ИНН 7806258664, КПП 770301001, тел.: +7 (499) 113-08-80, e-mail: info@specingstroy.ru 123001, г. Москва,
вн.тер.г. муниципальный округ Пресненский, ул. Садовая-Кудринская, д. 25, помещ. 2/4

Заказчик ПАО "Россети Московский регион"

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 5.1 Система электроснабжения

Часть 6. Метрологическое обеспечение

Шифр: 6350-25-ИОС1.6

Том 5.1.6

Генеральный директор:

А.Н. Черняев

Главный инженер проекта:

С.С. Мельников

Регистрационный номер НОПРИЗ:

ПИ-161380

Москва 2025 г.



Согласовано

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

Выписка из реестра СРО: СРО-П-029-25092009

Заказчик: ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 5.1 Система электроснабжения

Часть 6. Метрологическое обеспечение

6350-25-ИОС1.6

Том 5.1.6

Выписка из реестра СРО: СРО-П-029-25092009

Заказчик: ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 5.1 Система электроснабжения

Часть 6. Метрологическое обеспечение

6350-25-ИОС1.6

Том 5.1.6

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

Генеральный директор

Главный инженер проекта

Регистрационный номер НОПРИЗ:



А.С. Клименко

Р.А. Морев




П-159282

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС1.6-С	Содержание тома 5.1.6	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коллеганов			25.07.25			П		1
Проверил		Воронин			25.07.25					
Н. контр.		Кузьмин			25.07.25					
ГИП		Морев			25.07.25					

СП-ИННОВАЦИЯ

Формат А4

Содержание тома 5.1.6		
Обозначение	Наименование	Примечание
6350-25-ИОС1.6-С	Содержание тома 5.1.6	
6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Текстовая часть	на 47 листах
	Всего в томе:	48 листов

Содержание

Справка главного инженера проекта.....	3
Перечень принятых сокращений	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1 Общие положения	6
1.1 Требования к средствам измерений.	6
1.1.1 Основные требования к средствам измерений:	6
2 Нормативная документация	8
3 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации	11
3.1 Основные нормативно-технические документы.....	11
4 Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПС 220/20 кВ Мельниково	12
4.1 Общие требования к метрологическому обеспечению	12
4.2 Измерительные трансформаторы.....	13
4.2.1 Требования к измерительным трансформаторам	13
4.2.2 Методика выбора и проверки трансформаторов тока.....	13
4.2.2.1. Общие сведения	13
4.2.2.2. Проверка трансформаторов тока по номинальным напряжению и току электроустановки.....	14
4.2.2.3. Проверка трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи	14
4.2.2.4. Проверка трансформаторов тока при минимальной и максимальной рабочей нагрузке присоединения	15
4.3 Счетчики электрической энергии.....	16
4.4 Метрологическое обеспечение средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ.....	18
4.4.1 Расчет пределов допускаемых погрешностей измерительных каналов	18
4.4.2 Погрешность измерения времени	21
4.5 Результаты расчетов составляющих погрешностей ИИК.....	22
4.5.1 Расчет допустимых пределов относительной погрешности ИИК.....	22
4.6 Контроль точности получаемых результатов измерений	24
5 Метрологическое обеспечение АСУ ТП/ССПИ ПС 220/20 кВ Мельниково.....	26
5.1 Общие положения	26
5.2 Электрические параметры, измеряемые с применением АСУ ТП/ССПИ	29
5.2.1 Общие положения	29
5.2.2 Расчетные формулы для параметров переменного тока	31
6 Метрологическое обеспечение систем диагностики, измерения и мониторинга силового оборудования.....	36

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

6350-25-ИОС1.6-ТЧ						<div>Текстовая часть</div> <div>СП-ИННОВАЦИЯ</div>		
Изм.	Кол. уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата			
Разраб.		Коллеганов			25.07.25	<div>Стадия</div> <div>П</div> <div>Лист</div> <div>1</div> <div>Листов</div> <div>47</div>		
Проверил		Воронин			25.07.25			
Н. контр.		Кузьмин			25.07.25			
ГИП		Морев			25.07.25			

6.1	Общие положения	36
7	Метрологическое обеспечение релейной защиты и автоматики	40
7.1	Общие положения	40
7.2	Измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения	40
7.2.1	Решения по организации цепей тока	40
7.2.2	Метрологические характеристики ТТ	40
7.3	Регистраторы аварийных событий.....	41
8	Система обеспечения единого времени.....	43
9	Нормативная документация	45

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №					6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.		Подп.

Справка главного инженера проекта

Проектная документация по объекту «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково» разработана в соответствии с заданием на проектирование, требованиям Федерального Закона №384-ФЗ от 30.12.2009 и выполнена в соответствии с перечнем национальных стандартов и сводов правил, действующих на дату выпуска.

Принятые в проекте решения соответствуют требованиям Технических регламентов, Строительных правил, Государственных стандартов, Правил пожарной безопасности, Санитарно-гигиенических правил и норм, действующих на территории Российской Федерации на дату выпуска, и обеспечивают безопасный для жизни и здоровья людей ввод объекта в эксплуатацию.

Главный инженер проекта

Р.А. Морев

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

Перечень принятых сокращений

Условное обозначение	Наименование
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
ВЛ	Воздушная линия
ГРОЕИ	Государственное регулирование обеспечения единства измерений
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	Измерительно-информационный комплекс
ИК	Измерительный канал
ИС	Измерительная система
ККЭ	Контроль качества электроэнергии
МИ	Методика измерений
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ПКЭ	Показатели качества электроэнергии
ПП	Переключательный пункт
ПС	Подстанция
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РД	Руководящий документ
СИ	Средство измерения
СМиУКЭ	Система мониторинга и управления качеством электроэнергии
СОЕВ	Система обеспечения единого времени
ТТ	Трансформатор тока
ТН	Трансформатор напряжения
УСПД	Устройство сбора, обработки и передачи информации
УССВ	Устройство синхронизации системного времени

Взам. инв. №		Подп. и Дата		Инв. № подл.		6350-25-ИОС1.6-ТЧ						Лист
												4
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата							

ВВЕДЕНИЕ

В данном томе представлены технические решения в части организации метрологического обеспечения средств измерений на ПС 220/20 кВ Мельниково.

Технические решения разработаны в соответствии с действующими в РФ нормативными материалами.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

1 Общие положения

Метрологическое обеспечение измерительных систем основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, счетчиков, СИ АСУ ТП, СИ АИИС КУЭ и падением напряжения от ТН до счетчиков, СИ АСУ ТП. Технические средства, обеспечивающие передачу информации от счетчиков, СИ АСУ ТП, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

Измерения АИИС КУЭ, АСУ ТП производятся СИ, входящими в измерительные системы.

Все средства измерений (СИ), входящие в измерительные системы должны быть занесены в Государственный реестр СИ (внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений), и допущены к применению в Российской Федерации. СИ должны иметь на момент установки действующее клеймо и/или свидетельство о поверке/калибровке (не менее половины межповерочного интервала), для трехфазных счетчиков - не более 12 месяцев, для однофазных - не более 2 лет, отметку о поверке в эксплуатационных документах на СИ.

Конструктивное исполнение СИ должно позволять проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку, калибровку, техническое обслуживание и регулировку.

Метрологический надзор за выпуском, монтажом, наладкой, состоянием и применением ИС возлагается на метрологическую службу энергопредприятия.

Разработка и аттестация методики измерений на данной стадии не предусматривается.

1.1 Требования к средствам измерений.

1.1.1 Основные требования к средствам измерений:

Все СИ, входящие в состав измерительных каналов и измерительных систем в целом, в том числе ПТК, независимо от отнесения к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений должны быть утвержденного типа (то есть зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ), аттестованы на соответствие требованиям Общества.

Метрологические характеристики 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, технического обслуживания и ремонта СИ. СИ должны быть обеспечены поверкой, калибровкой, техническим обслуживанием и ремонтом в регионе эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										6
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

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 государственного регулирования обеспечения единства измерений, 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.

Условия эксплуатации:

- диапазон рабочих температур: от минус 40 до плюс 70 °С;
- относительная влажность: от 5 до 95 % (без конденсата);
- степень защиты по передней панели не хуже IP55.

Требования к электропитанию:

- основное электропитание - от цепей ТН (от 0,8 до 1,2 Un);
- дополнительное питание от внешнего источника питания (напряжением от 57 В до 240 В переменного тока промышленной частоты 50 Гц или напряжением от 80 В до 340 В постоянного тока).

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										7
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

2 Нормативная документация

В части организации метрологического обеспечения, помимо общетехнических стандартов по метрологии, коммерческий учет энергоносителей должен соответствовать следующим НД:

- ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений;
- ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ГОСТ 8.395-80 ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования;
- ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
- ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- 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;
- ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;
- ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений;
- МИ 3022-2006 ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока;
- МИ 3023-2006 ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения;
- СО 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;
- РД 153-34.11.201-97. Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений;
- СО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div>— МИ 3023-2006 ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения;</div> <div>— СО 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;</div> <div>— РД 153-34.11.201-97. Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений;</div> <div>— СО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования;</div>					
<div>Изм.</div> <div>Кол.уч.</div> <div>Лист</div> <div>Подок.</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div>						6350-25-ИОС1.6-ТЧ		Лист
								8

– СО 34.11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электрической энергии и мощности.

– ГОСТ 12.2.049-80. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;

– ГОСТ 20.39.108-85. Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике;

– ГОСТ Р 21.101-2020. СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации;

– ГОСТ Р 2.105-2019. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам;

– ГОСТ 27.003-2011. Надежность в технике состав и общие правила задания требований по надежности;

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

– ГОСТ 30.001-83. Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения;

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

– ГОСТ 34.601-90. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

– ГОСТ Р 59792-2021. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем;

– ГОСТ 21958-76. Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования;

– ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

– ГОСТ Р 50739-95. Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования;

– ГОСТ Р 52069.0-2003. Защита информации. Система стандартов. Основные положения;

– ГОСТ Р 51275-2006. Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения;

– ГОСТ Р 51318.22-2006. Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений;

– ГОСТ Р 51350-99. Безопасность электрических контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования. Часть 1. Общие требования;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										9
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

- IEC 62056-62. Измерение энергопотребления. Обмен данными показаний электросчетчика, тарифами и регулировки нагрузки. Часть 62. Классы интерфейсов;
- СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства;
- СО 34.35.617-2001. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ;
- ГОСТ Р 59853-2021. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										10
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

3 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации по титулу «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково» являются следующие документы:

– Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом МЭ РФ от 22.12.2023г. №31а «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022г. №30а», а также текущий проект ее корректировки.;

– Задание на проектирование ПАО «Россети Московский регион» №153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024г.;

– Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» И-24-00-223309/125 к договору о технологическом присоединении от 15.06.2023г. № ИА-23-302-15007 (624621).

При разработке проекта учтены требования следующих нормативных документов:

– Правила устройства электроустановок (7 издание, с исправлениями);

– Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго РФ №229 от 19.03.2003;

– Постановление №87 от 16 февраля 2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

– СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;

– «Правил эксплуатации электроустановок потребителей».

3.1 Основные нормативно-технические документы

Разработка проектной документации выполняется в соответствии с реестром нормативно-технических документов в области технического регулирования

ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети» (в редакции распоряжений ПАО «Россети» от 12.05.2017 № 245р).

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист 11
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

4 Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПС 220/20 кВ Мельниково

4.1 Общие требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПС 220/20 кВ Мельниково осуществляется в соответствии с Федеральным законом РФ № 102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений», ГОСТ Р 8.596.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПС 220/20 кВ Мельниково должно включать в себя следующее:

- метрологическая экспертиза технической документации;
- оформление опросных листов;
- проведение поверки по ИК, относящимся к сфере ГРОЕИ, с получением свидетельства о поверке;
- разработка и согласование со службами МО (не относящихся к ГРОЕИ);
- проведение калибровки по ИК, не относящимся к сфере ГРОЕИ;
- оформление паспортов-протоколов на измерительные комплексы (согласно требованиям ОРЭМ);
- испытание АИИС КУЭ в целях утверждения единичного типа средств измерений и внесение АИИС КУЭ в Федеральный реестр средств измерений с получением Свидетельства об утверждении единичного типа средства измерений;
- проведение процедуры установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭ в части ИК относящимся к сфере ГРОЕИ.

Метрологические характеристики проектируемых ИК АИИС КУЭ ПС 220/20 кВ Мельниково определяются классом точности ТТ, ТН, счётчика и сопротивлением кабельных линий от ТН до ПУ, а также условиями эксплуатации СИ. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК в ИВК, не оказывают влияния на метрологические характеристики ИК.

Все элементы АИИС КУЭ должны иметь документы, нормирующие их метрологические характеристики, быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений), иметь действующие свидетельства о поверке и быть допущены к применению на объектах ПАО «Россети».

Нормы точности, предъявляемые к АИИС КУЭ ПС 220/20 кВ Мельниково должны соответствовать требованиям СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

Измерительные трансформаторы должны удовлетворять требованиям ПУЭ и соответствовать требованиям ГОСТ 7746–2015 (для ТТ) и ГОСТ 1983–2015 (для ТН).

Счётчики электроэнергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.22-2012 (для активной энергии) и ГОСТ 31819.23-2012 (для реактивной энергии).

Все вновь закупаемые и устанавливаемые СИ должны быть поверены при выпуске из производства и иметь действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте СИ).

Срок до окончания интервала поверки на момент ввода СИ (ИК или АИИС КУЭ) в постоянную эксплуатацию должен быть не менее половины интервала поверки.

Межповерочный интервал СИ, входящих в состав АИИС КУЭ должен составлять:
приборы учета электрической - не менее 10 лет;
измерительные ТТ и ТН - не менее 8 лет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата					12

Целесообразно применение СИ с интервалом метрологического контроля (поверки/калибровки) совпадающего с периодами ремонта первичного оборудования.

Конструктивное исполнение СИ должно позволять проводить в процессе всего срока их эксплуатации поверку (калибровку).

СИ, входящие в состав технических устройств и являющиеся их неотъемлемой частью должны иметь возможность поверки/калибровки на месте эксплуатации без демонтажа или иметь межповерочный интервал, равный сроку службы оборудования, на котором оно установлено.

Коэффициент безопасности ТТ должен быть не хуже 5.

4.2 Измерительные трансформаторы

4.2.1 Требования к измерительным трансформаторам

Измерительные ТТ и ТН должны быть внесены в ФГИС «АРШИН», должны иметь действующие свидетельства о поверке и должны быть аттестованы для применения на объектах ПАО «Россети».

Для выполнения измерений с нормированной точностью, соответствующей требованиям НД, в ИИК используются ТТ и ТН, удовлетворяющие следующим требованиям:

- ТТ соответствуют требованиям ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

- ТН соответствуют требованиям ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

- измерительные ТТ и ТН должны удовлетворять требованиям ПУЭ п. 1.5.16–1.5.26 по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению;

- измерительные ТТ должны устанавливаться в трех фазах, для подключения трехфазных трехэлементных счетчиков электрической энергии;

- для подключения счетчиков электрической энергии используются отдельные вторичные измерительные обмотки ТТ и ТН;

- выводы измерительных ТТ и ТН, используемые в измерительных цепях ИИК, защищаются от НСД.

Не допускается перегрузка и недогрузка измерительных трансформаторов во всех эксплуатационных режимах.

4.2.2 Методика выбора и проверки трансформаторов тока

4.2.2.1. Общие сведения

Выбор ТТ, используемых для АИИС КУЭ, производится по следующим условиям:

- по конструкции и роду установки на ПС 220/20 кВ Мельниково;
- по номинальному напряжению присоединений;
- по номинальному току присоединений;
- по электродинамической стойкости к токам;
- по термической стойкости к токам КЗ;
- по допустимой вторичной нагрузке.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

4.2.2.2. Проверка трансформаторов тока по номинальным напряжению и току электроустановки

По напряжению электроустановки ТТ выбираются исходя из условия:

$$U_{\text{ТТ ном}} = U_{\text{сети}} \quad (3.1)$$

где $U_{\text{ТТ.ном}}$ – номинальное напряжение ТТ, В;

$U_{\text{сети}}$ – максимальное рабочее напряжение электроустановки, В.

ТТ выбираются из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746 по условию:

$$1,2 \cdot I_{\text{ТТ}} = I_{\text{мах.раб.}} \quad (3.2)$$

где $I_{\text{мах.раб.}}$ – максимальный рабочий ток электроустановки, А;

$I_{\text{Т.т.}}$ – номинальный ток ТТ, А.

4.2.2.3. Проверка трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи

В состав цепи ТТ входят сопротивления всех последовательно включенных измерительных приборов, добавочных сопротивлений, а также соединительных проводов и переходных контактов.

Для обеспечения работы ТТ в требуемом классе точности необходимо, чтобы величина нагрузки соответствовала требованиям ГОСТ 7746 и выполнялось условие:

$$S_{\text{мин}} \leq S_{2 \text{ расч}} \leq S_{2 \text{ ном}} \quad (3.3)$$

где $S_{\text{мин}}$ – минимальная нагрузка вторичной обмотки ТТ по ГОСТ 7746-2015, при которой ТТ находится в выбранном классе точности, В·А (принято равной 5% от $S_{2 \text{ ном}}$, в соответствии с п. 6.4.2 ГОСТ 7746-2015 для трансформаторов с классом точности от 0,1 до 1,0 и номинальной нагрузкой не более 30 В·А допускается нижний предел вторичной нагрузки менее 25% номинальной, вплоть до нулевой.);

$S_{2 \text{ ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТТ в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2 \text{ расч}}$ – расчетная нагрузка на вторичную обмотку ТТ, В·А.

Расчетная нагрузка $S_{2 \text{ расч}}$, В·А, на вторичную обмотку ТТ определяется по формуле:

$$S_{2 \text{ расч}} = I_{\text{ном}}^2 \cdot (z_{\text{каб}} + z_{\text{конт}}) + S_{\text{сч}} \quad (3.4)$$

где $I_{2 \text{ ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$Z_{\text{конт}}$ – сопротивление переходных контактов, Ом;

$S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая измерительными приборами, В·А;

Сопротивление контрольного кабеля $Z_{\text{каб}}$, Ом, определяется по формуле:

$$Z_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l}{F_{\text{каб}}} \quad (3.5)$$

где $\rho = 0.0175$ – удельное сопротивление жилы кабеля, Ом·мм²/м

l – длина кабеля, м;

$F_{\text{каб}}$ – выбранное сечение жилы контрольного кабеля, мм².

Расчет производится при условии выделения максимальной мощности в нагрузке ($\cos \varphi = 1$).

В соответствии с ГОСТ 7746 для трансформаторов с классом точности от 0,1 до 1,0 и номинальной нагрузкой не более 30 В·А допускается нижний предел вторичной нагрузки менее 25% номинальной, вплоть до нулевой.

Проверка трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи приведена в таблице 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист 14
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

Таблица 4.1 – Проверка трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи

Точка учёта	Наименование присоединения	Удельная проводимость	Длина кабеля, м	Мощность счётчика $S_{сч}^*, \text{BA}$	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	Выбранное сечение $F, \text{мм}^2$	$R_{\text{каб}}, \text{Ом}$	Номинальная вторичная нагрузка	Нижний предел вторичных нагрузок	Полная нагрузка ТТ $S_2 \text{ расч, BA}$	Соответствие требованиям ГОСТ 7746
ИИК - 5	ввод 220 кВ ТЗ	57	50	0,1	1	2,5	0,35	5	0,25	0,55	Соответствует
ИИК - 7	ввод 220 кВ Т4	57	50	0,1	1	2,5	0,35	5	0,25	0,55	Соответствует
ИИК - 101	1 сек 20 кВ ТЗ	57	5	0,1	5	2,5	0,04	10	0,5	3,48	Соответствует
ИИК - 121	2 сек 20 кВ ТЗ	57	5	0,1	5	2,5	0,04	10	0,5	3,48	Соответствует
ИИК - 111	3 сек 20 кВ Т4	57	5	0,1	5	2,5	0,04	10	0,5	3,48	Соответствует
ИИК - 131	4 сек 20 кВ Т4	57	5	0,1	5	2,5	0,04	10	0,5	3,48	Соответствует

4.2.2.4. Проверка трансформаторов тока при минимальной и максимальной рабочей нагрузке присоединения

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 % согласно ПУЭ (п. 1.5.17).

Проверка ТТ при максимальной силе тока, протекающего через его первичную обмотку. Максимальная сила тока определяется по формуле:

$$I_{1\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3.6)$$

где S_{max} – максимальная полная мощность на присоединении, В·А;

U – напряжение присоединения, В.

Максимальный ток во вторичной обмотке ТТ определяется по формуле:

$$I_{2\text{max}} = \frac{I_{1\text{max}}}{K_{\text{тр}}}, \quad (3.7)$$

где $K_{\text{тр}}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Должно выполняться следующее условие:

$$I_{2\text{max}} > 0.4 \cdot I_{\text{ном.сч}}, \quad (3.8)$$

где $I_{\text{ном.сч}}$ – номинальный ток счетчика электрической энергии, А.

Проверка ТТ при минимальной силе тока, протекающего через его первичную обмотку. Минимальная сила тока определяется по формуле:

$$I_{1\text{min}} = \frac{S_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3.9)$$

где S_{min} – минимальная полная мощность на присоединении, В·А;

U – напряжение присоединения, В.

Взам. инв.№		Подп. и Дата		Инв. № подл.		6350-25-ИОС1.6-ТЧ					Лист
											15
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата						

Минимальный ток во вторичной обмотке ТТ определяется по формуле:

$$I_{2min} = \frac{I_{1min}}{K_{тр}}, \quad (3.10)$$

где $K_{тр}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Должно выполняться следующее условие:

$$I_{2min} > 0,05 \cdot I_{ном сч}, \quad (3.11)$$

Результаты проверки ТТ при максимальной рабочей нагрузке присоединения приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Максимальные токи по присоединениям

Точка учёта	Наименование присоединения	U, кВ	I2 ном сч, А	I1 ном ТТ, А	Коэффициент трансформации	Оценка по 40%			Соответствие п.п. 1.5.17 ПУЭ 7
						I1max.раб, А	I2max ТТ., А	I2max/ I2ном, %	
ИИК - 5	ввод 220 кВ ТЗ	220	1	200	200/1	147	0,74	74	Соответствует
ИИК - 7	ввод 220 кВ Т4	220	1	200	200/1	147	0,74	74	Соответствует
ИИК - 101	1 сек 20 кВ ТЗ	20	5	1200	1200/5	1222	5,09	102	Соответствует
ИИК - 121	2 сек 20 кВ ТЗ	20	5	1200	1200/5	1222	5,09	102	Соответствует
ИИК - 111	3 сек 20 кВ Т4	20	5	1200	1200/5	1222	5,09	102	Соответствует
ИИК - 131	4 сек 20 кВ Т4	20	5	1200	1200/5	1222	5,09	102	Соответствует

4.3 Счетчики электрической энергии

Типы устанавливаемых счетчиков электрической энергии должны быть внесены в ФГИС «АРШИН», должны иметь действующие свидетельства о поверке и должны быть аттестованы ПАО «Россети».

Для выполнения измерений с нормированной точностью в ИИК используются счетчики электрической энергии, удовлетворяющие следующим требованиям:

- тип устанавливаемых счетчиков электрической энергии должен соответствовать СТО 34.01-5.1-009-2024;
- технические параметры и метрологические характеристики соответствуют требованиям ГОСТ 31819.22 и ГОСТ 31819.23;
- измерение параметров качества электрической энергии в соответствии с классом S по ГОСТ 30804.4.30-2013;

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

							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата			16

- протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам должны соответствовать стандарту IEC 62056 (DLMS/COSEM) спецификации ПАО «Россети» СПОДЭС;
- счетчики электрической энергии проводят реверсивный учет активной и реактивной электрической энергии с тридцатиминутным интервалом;
- счетчики электрической энергии проводят измерения параметров электрической сети (фазные токи, фазные напряжения, частота);
- счетчики электрической энергии включены в каждую фазу присоединения;
- счетчики электрической энергии имеют не менее двух цифровых интерфейсов;
- класс точности, применяемых в ИИК счетчиков электрической энергии, соответствует указанному в таблице 3.1;
- счетчики электрической энергии обеспечивают возможность подключения резервного источника питания;
- счетчики электрической энергии имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 123 суток, данных по активной и реактивной электрической энергии, с нарастающим итогом за прошедший месяц;
- счетчики электрической энергии имеют наработку на отказ не менее 165 000 часов;
- счетчики электрической энергии имеют межповерочный интервал не менее 10 лет;
- счетчики электрической энергии имеют энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 0,5$ с в сутки, с возможностью автоматической коррекции от системы обеспечения единого времени (СОЕВ));
- счетчики электрической энергии содержат «журнал событий», фиксирующий наступление событий с привязкой по времени и дате.

Счетчики электрической энергии обеспечивают:

- защиту от изменения параметров конфигурации, а также от записи информации. При этом, защита обеспечивается на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок);
- работоспособность в диапазоне температур в соответствии с условиями эксплуатации;
- возможность автоматической самодиагностики не реже одного раза в сутки с формированием сообщений в «журнал событий»;
- возможность сохранения информации при отсутствии питания;
- возможность съема информации автономным способом (встроенный оптический порт).

Счетчики электрической энергии подключаются к трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем через пломбируемые испытательные коробки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

Установка счетчиков электрической энергии производится в соответствии с ПУЭ.

Существующие счетчики электрической энергии присоединений ОРУ 220 кВ установлены в специализированном шкафу счетчиков в помещении релейных панелей ОПУ.

Существующие счетчики электрической энергии ЗРУ 20 кВ устанавливаются на фасадах ячеек КРУ.

Клеммник (зажимная плата) и выходы интерфейсов счетчика электрической энергии располагаются под пломбируемой крышкой.

Для обеспечения функции резервного переноса коммерческих данных (с уровня ИИК на уровень ИВКЭ и сервер ИВК) и параметрирования, счетчик электрической энергии имеет оптический порт, сконструированный в соответствии со стандартом IEC 62056-62.

Для обеспечения взаимозаменяемости и упрощения технического обслуживания, все счетчики электрической энергии программируются с коэффициентами трансформации по току и напряжению равными единице (пересчет по реальным коэффициентам осуществляется на уровне ИВКЭ).

На каждом счетчике электрической энергии выполняется надпись, указывающая наименование присоединения, на котором производится учет электрической энергии (допускается выполнять надпись на панели рядом со счетчиком электрической энергии, если при этом можно однозначно определить принадлежность надписей к каждому счетчику электрической энергии).

4.4 Метрологическое обеспечение средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ

В соответствии с Федеральным законом РФ № 102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений» и приказом Минпромторга от 28.08.2020 № 2905, все средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ ПС 220/20 кВ Мельниково:

- внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- имеют действующие свидетельства о поверке установленного образца (или сделаны отметки о поверке в паспортах СИ).

Государственный метрологический надзор, согласно статьи 16 Федерального закона РФ № 102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений», осуществляется федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по государственному метрологическому надзору, а также другими федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными Президентом Российской Федерации или Правительством Российской Федерации на осуществление данного вида надзора в установленной сфере деятельности.

4.4.1 Расчет пределов допускаемых погрешностей измерительных каналов

Нормируемыми метрологическими характеристиками измерительного канала являются пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности 0,95.

Взам. инв.№				закон РФ № 102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений»,				
				осуществляется федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по государственному метрологическому надзору, а также другими федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными Президентом Российской Федерации или Правительством Российской Федерации на осуществление данного вида надзора в установленной сфере деятельности.				
Подп. и дата				4.4.1 Расчет пределов допускаемых погрешностей измерительных каналов				
				Нормируемыми метрологическими характеристиками измерительного канала являются пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности 0,95.				
Инв. № подл.						6350-25-ИОС1.6-ТЧ		Лист
								18
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	

Расчет предела допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии δ_w производится в соответствии с СО 34.11.209-99 и СО 34.11.114-98 по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{C.O}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{Cj}^2 + \delta_{УСПД}^2} \quad (3.12)$$

где δ_I - токовая погрешность ТТ, %;

δ_U - погрешность напряжения ТН, %;

δ_θ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

δ_L - погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;

$\delta_{C.O}$ - основная относительная погрешность счетчика, %;

$\delta_{У.С}$ - суммарная погрешность, вносимая УСПД, %;

l - число влияющих величин;

δ_{Cj} - дополнительная погрешность счетчика электрической энергии от j -й влияющей величины, %.

При расчете погрешности измерительного канала учитываются следующие составляющие:

а) предельные значения допускаемых токовых δ_I и угловых θ_I погрешностей измерительных обмоток трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746;

Таблица 4.3 – Пределы допускаемых погрешностей ТТ

Класс точности ТТ	Первичный ток, % номинального значения	Пределы допускаемой погрешности	
		Токовой, %	Угловой, мин.
0,2S	1	$\pm 0,75$	$\pm 30'$
	5	$\pm 0,35$	$\pm 15'$
	20	$\pm 0,2$	$\pm 10'$
	100	$\pm 0,2$	$\pm 10'$
	120	$\pm 0,2$	$\pm 10'$
0,5S	1	$\pm 1,5$	$\pm 90'$
	5	$\pm 0,75$	$\pm 45'$
	20	$\pm 0,5$	$\pm 30'$
	100	$\pm 0,5$	$\pm 30'$
	120	$\pm 0,5$	$\pm 30'$

б) предельные значения допускаемых погрешностей измерительных обмоток ТН согласно ГОСТ 1983;

Погрешность ТН класса точности 0,5 составляет:

– $\delta_U = \pm 0,5\%$, $\delta' = \pm 20$ мин. при нагрузке ТН от 25 до 100 % от номинальной мощности и на всем диапазоне нагрузки током $\cos\varphi \geq 0,8$ (активно - индуктивный) и при нагрузке ТН от 0 до 100 % от номинальной мощности и на всем диапазоне нагрузки током $\cos\varphi = 1$ (активный).

Погрешность ТН класса точности 0,2 составляет:

– $\delta_U = \pm 0,2\%$, $\delta' = \pm 10$ мин. при нагрузке ТН от 25 до 100 % от номинальной мощности и на всем диапазоне нагрузки током $\cos\varphi \geq 0,8$ (активно - индуктивный) и при

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									19	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС1.6-ТЧ	

нагрузке ТН от 0 до 100 % от номинальной мощности и на всем диапазоне нагрузки током $\cos\varphi = 1$ (активный).

в) предельные значения основной относительной погрешности счетчиков электрической энергии $\delta_{с.о}$ в части измерений активной энергии, которые должны соответствовать значениям указанным в ГОСТ 31819.22, в части измерений реактивной энергии в ГОСТ 31819.23;

г) погрешность трансформаторной схемы включения счетчиков электрической энергии δ_θ , возникающая за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, которая рассчитывается по следующим формулам с учетом значений угловых погрешностей θ_I , θ_U для области рабочих значений $\cos\varphi$:

– при измерении активной энергии:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi}, \quad (3.13)$$

где θ_I – угловая погрешность измерительной обмотки ТТ;

θ_U – угловая погрешность измерительной обмотки ТН;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности контролируемого присоединения.

– при измерении реактивной энергии:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}, \quad (3.14)$$

д) дополнительная погрешность счетчиков электрической энергии от влияния внешних величин δ_{Cj} (от изменения напряжения – δ_{CU} , от изменения температуры – δ_{Ct} , от изменения частоты – δ_{Cf}), определяемая для счетчиков электрической энергии в части измерений активной энергии по ГОСТ 31819.22, в части измерений реактивной энергии – по ГОСТ 31819.23;

Дополнительную погрешность счетчиков электрической энергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{Cj} = K_j + \Delta\xi_j \quad (3.15)$$

где K_j – функция влияния j-ой величины (в соответствии с ГОСТ 31819.22 и ГОСТ 31819.23);

$\Delta\xi_j$ – отклонение j-ой величины от ее нормального значения.

Дополнительная погрешность счетчиков электрической энергии, вызываемая изменением влияющих величин, определяется при рабочих условиях эксплуатации;

е) погрешность из-за падения (потери) напряжения δ_L в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения;

ж) суммарная погрешность, вносимая УСПД, $\delta_{у.с.}$. Погрешность УСПД рассчитывается по следующей формуле:

$$\delta_{у.с.} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{п.и.}^2 + \delta_{н.и.}^2 + \delta_T^2 + \delta_{т.р.}^2 + \delta_{у.д.}^2 + \delta_{алг}^2} \quad (3.16)$$

где $\delta_{п.и.}$ – погрешность перевода числа импульсов в киловатт-часы, %;

$\delta_{н.и.}$ – погрешность накопления информации, %;

δ_T – среднесуточная погрешность измерения текущего календарного времени, %;

$\delta_{т.р.}$ – погрешность рассинхронизации при измерении текущего календарного времени, %;

$\delta_{у.д.}$ – дополнительные погрешности УСПД от влияния внешних величин, %;

$\delta_{алг}$ – погрешность расчетов по алгоритмам системы, %.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

з) среднесуточная погрешность измерения текущего календарного времени определяется по формуле:

$$\delta_T = \pm \frac{\Delta_{\text{успд}}}{24 \cdot 60 \cdot 60} \cdot 100\%, \quad (3,17)$$

где $\Delta_{\text{успд}}$ – абсолютная погрешность измерения текущего календарного времени, с/сутки.

Предел допустимой относительной погрешности измерительного канала при измерениях мощности вычисляют по формуле (СО 34.11.209-99, СО 34.11.114-98):

$$\delta_p = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_w}{1,1}\right)^2 + \delta_T^2 + \delta_{0.п.}^2}, \quad (3,18)$$

где δ_w – предел допускаемой относительной погрешности измерений электрической энергии, %;

δ_T – среднесуточная погрешность измерений текущего астрономического времени, % ;

$\delta_{0.п.}$ – погрешность измерений значения интервального расхода электрической энергии, обусловленная дискретностью передаточного числа счетчика, %.

Так как δ_T и $\delta_{0.п.}$ несоизмеримо малы (СО 34.11.209-99) и не оказывают значимого влияния, в расчете они не рассматриваются и соответственно $\delta_p = \delta_w$.

В соответствии с приложением 11.1 "Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования" к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому информационно-измерительному комплексу, для значений $\cos\phi$ в промежутке $> 0,8$ и ≤ 1 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2 – 20 % включительно) не более $\pm 2,9$ %;

- для диапазона нагрузок 20 – 120 % не более $\pm 1,7$ %.

Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК, для значений $\cos\phi$ в промежутке $\geq 0,5$ и $\leq 0,8$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2 – 20 % включительно) не более $\pm 5,5$ %;

- для диапазона нагрузок 20 - 120 % не более $\pm 3,0$ %.

4.4.2 Погрешность измерения времени

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени с абсолютной погрешностью – не более $\pm 0,5$ с. Для обеспечения единства измерений в АИИС КУЭ используется единое астрономическое время.

Погрешность синхронизации времени $\delta_{вр}$ в целом по АИИС КУЭ определяется по формуле:

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

$$\delta_{\text{ВР}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{СЧ}}^2 + \delta_{\text{УСПД}}^2 + \delta_{\text{КАБ}}^2 + \delta_{\text{УСВ}}^2}, \quad (3,19)$$

где $\delta_{\text{СЧ}}$ – предел допускаемой основной погрешности таймера счетчика, с/сутки;

$\delta_{\text{УСПД}}$ – предел абсолютной погрешности формирования временных интервалов хранения информации в УСПД, с/сутки;

$\delta_{\text{КАБ}}$ – погрешность синхронизации времени для кабеля связи, с/сутки. В соответствии с п.1.3 РД 153-34.11.201-97 погрешность, возникающая в линиях связи, будет несоизмеримо мала по сравнению с погрешностями агрегатных средств измерений, входящих в состав ИК;

$\delta_{\text{УСВ}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности отсчета текущего астрономического времени, с/сутки.

4.5 Результаты расчетов составляющих погрешностей ИИК

4.5.1 Расчет допустимых пределов относительной погрешности ИИК

Результаты расчета допустимых пределов относительной погрешности ИИК представлены в таблице 7.2.

Результаты расчета погрешности показали, что полученные пределы допустимой относительной погрешности, не превосходят величины погрешностей, указанных в Приложение 11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

При определении составляющих погрешностей ИИК коэффициент мощности принимался равным $\cos\phi = 1,0$, $\cos\phi = 0,8$ и $\cos\phi = 0,5$ (активно – индуктивный).

Каналы связи совместно с каналообразующей аппаратурой не вносят дополнительной погрешности в измерительный комплекс.

Протяженность линий связи и скорость передачи данных влияют только на время запаздывания сигналов.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

Таблица 4.4 – Расчет предела допускаемой относительной погрешности при измерении активной/реактивной энергии рассматриваемых ИИК ОРУ 220 кВ

Канал учета			Составляющие погрешности измерительного комплекса, %																			Погрешность измерительного комплекса, %		
Точка учета	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (A)/sinφ (P)	Первичный ток, % от номинального	δI , %	θI , мин.	δU , %	θU , мин.	$\delta\theta$, %		δL , %	$\delta c.o$, %		Составляющие погрешности измерительного комплекса								Погрешность УСПД, %				
												δ_{ct} , %		δ_{cu} , %		δ_{cf} , %		δ_{cm} , %			$\delta_{y.c}$			
							A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P		A/P	A	P
ИИК5и ИИК7	1,0	2	0,75	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,40	1,00	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,14	±1,87	-	
		5	0,35	15	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,79	±1,43	2,9	
		20	0,20	10	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,72	±1,40	2,9	
		100	0,20	10	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,72	±1,40	1,7	
		120	0,20	10	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,72	±1,40	1,7	
	0,8	2	0,75	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,50	1,00	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,44	±2,36	-	
		5	0,35	15	0,2	10	0,39	0,70	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,97	±1,70	5,50	
		20	0,20	10	0,2	10	0,31	0,55	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,88	±1,60	5,50	
		100	0,20	10	0,2	10	0,31	0,55	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,88	±1,60	3,00	
		120	0,20	10	0,2	10	0,31	0,55	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,88	±1,60	3,00	
	0,5	2	0,75	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,50	1,00	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±2,15	±2,10	-	
		5	0,35	15	0,2	10	0,91	0,30	0,25	0,50	1,00	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,42	±1,91	5,50	
		20	0,20	10	0,2	10	0,71	0,24	0,25	0,30	0,60	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,16	±1,66	5,50	
		100	0,20	10	0,2	10	0,71	0,24	0,25	0,30	0,60	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,16	±1,66	3,00	
		120	0,20	10	0,2	10	0,71	0,24	0,25	0,30	0,60	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,16	±1,66	3,00	

Инов. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв.№
Изм.	Кол.уч.	Лист
Подок.	Подп.	Дата

6350-25-ИОС1.6-ТЧ

Таблица 4.5 – Расчет предела допускаемой относительной погрешности при измерении активной/реактивной энергии рассматриваемых ИИК ЗРУ 20 кВ

Канал учета			Составляющие погрешности измерительного комплекса, %																			Погрешность измерительного комплекса, %		
Точка учета	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\Delta\sin\varphi$ (P))	Первичный ток, % от номинального	δ_i , %	θ_i , мин.	δ_u , %	θ_u , мин.	δ_θ , %		δ_L , %	$\delta_{c.o.}$, %		Составляющие погрешности измерительного комплекса								Погрешность УСПД, %				
												δ_{ct} , %		δ_{cu} , %		δ_{cf} , %		δ_{cm} , %			$\delta_{y.c}$			
							A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A/P	A		P	A	
ИИК - 101 ИИК - 121 ИИК - 111 ИИК - 131	1,0	2	0,75	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,40	1,00	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,14	±1,87	-	
		5	0,35	15	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,79	±1,43	2,9	
		20	0,20	10	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,72	±1,40	2,9	
		100	0,20	10	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,72	±1,40	1,7	
		120	0,20	10	0,2	10	0,00	-	0,25	0,20	0,50	0,15	0,45	0,10	0,20	0,10	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,72	±1,40	1,7	
	0,8	2	0,75	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,50	1,00	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,44	±2,36	-	
		5	0,35	15	0,2	10	0,39	0,70	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,97	±1,70	5,50	
		20	0,20	10	0,2	10	0,31	0,55	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,88	±1,60	5,50	
		100	0,20	10	0,2	10	0,31	0,55	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,88	±1,60	3,00	
		120	0,20	10	0,2	10	0,31	0,55	0,25	0,30	0,50	0,24	0,60	0,16	0,30	0,16	0,20	0,5	1,0	0,1	±0,88	±1,60	3,00	
	0,5	2	0,75	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,50	1,00	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±2,15	±2,10	-	
		5	0,35	15	0,2	10	0,91	0,30	0,25	0,50	1,00	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,42	±1,91	5,50	
		20	0,20	10	0,2	10	0,71	0,24	0,25	0,30	0,60	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,16	±1,66	5,50	
		100	0,20	10	0,2	10	0,71	0,24	0,25	0,30	0,60	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,16	±1,66	3,00	
		120	0,20	10	0,2	10	0,71	0,24	0,25	0,30	0,60	0,30	0,75	0,20	0,40	0,20	0,20	0,5	1,0	0,1	±1,16	±1,66	3,00	

4.6 Контроль точности получаемых результатов измерений

Целью контроля точности получаемых результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил и условий выполнения измерений.

При контроле точности получаемых результатов измерений проверяют:

- наличие действующего свидетельства о поверке измерительных компонентов АИИС КУЭ;
- отсутствие несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- отсутствие несанкционированных замен системы измерений в составе АИИС КУЭ;
- соблюдение условий применения системы измерений;
- соблюдение требований к параметрам контролируемых присоединений;

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ										Лист	
																			24	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата												

- погрешности из-за потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков электрической энергии к ТН;
- регламентированный алгоритм работы АИИС КУЭ;
- правильность обработки (вычислений) результатов измерений.

Контроль точности должен быть оперативным и периодическим (периодический контроль проводят один раз в два года).

Оперативный контроль проводят в случаях, предусмотренных в СО 34.11.209- 99 или в случаях, предусмотренных спецификой системы учета электрической энергии на ПС 220/20 кВ Мельниково.

Если в результате контроля точности будут установлены нарушения, существенно влияющие на результаты и погрешность измерений, должны быть проведены организационно-технические мероприятия для восстановления точности результатов.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

5 Метрологическое обеспечение АСУ ТП/ССПИ ПС 220/20 кВ Мельниково

5.1 Общие положения

Основной целью метрологического обеспечения АСУ ТП является получение необходимой погрешности измерения физической величины в условиях эксплуатации системы с учетом потерь точности, возникающих при выполнении предписанных функций средствами автоматизации (точностных характеристик) для статических функций преобразования (ГОСТ 23222-88 «Характеристики точности выполнения предписанной функции средств автоматизации. Требования к нормированию. Общие метода контроля»), а также единообразия способов выражения результатов измерений в процессе функционирования АСУ ТП для возможности их сопоставления.

АСУ ТП как измерительная система (ИС) предназначена для контроля за режимными параметрами подстанции, мониторинга и диагностики энергетического оборудования, контроля параметров окружающей среды. ИС должна обеспечить измерение, преобразование, передачу и представление оперативному персоналу ПС, а также диспетчерским службам РДУ и ЦУС, ДП ЮВВР согласованного списка параметров с требуемой точностью во всем диапазоне их изменения и периодичностью.

Измеряемые параметры ИС АСУ ТП не относятся к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерения.

Средствами измерений (СИ), на которые распространяются настоящие требования, являются: АСУ ТП в целом, измерительные каналы (ИК) АСУ ТП, СИ, входящие в состав ИК (измерительные трансформаторы тока и напряжения, первичные преобразователи, аналогоцифровые и цифро-аналоговые вычислительные устройства, СИ времени, система обеспечения единого времени и т.д.).

Проектируемые СИ на момент согласования проектной документации должны иметь Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин").

Проектируемые СИ на момент ввода в эксплуатацию должны иметь Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма. (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология").

Дополнительно в ИТС будут интегрированы измеряемые параметры, получаемые по интерфейсным связям от смежных систем РЗА, диагностики и мониторинга состояния оборудования. Состав интегрированных в ИТС измеряемых параметров будет определен на стадии рабочего проектирования.

При разработке метрологического обеспечения АСУ ТП должны учитываться два основных момента:

АСУ ТП – автоматизированная информационная система управления, главная задача которой выработка и реализация управляющих воздействий на технологический объект управления (ТОУ) в соответствии с принятыми критериями управления.

АСУ ТП как объект метрологического обеспечения включает в себя технологическое оборудование, средства измерительной техники, средства автоматизации, оперативный персонал (операторы, технологи, диспетчеры), которые взаимодействуя в реальном масштабе времени, управляют технологическим процессом

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										26
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

по заданным алгоритмам и обобщенному технико-экономическому критерию при наличии технологических, экономических, социальных и экологических ограничений.

Указанные моменты требуют при метрологическом обеспечении четкой регламентации погрешностей измерений физических величин, и поддержании их при метрологическом обслуживании измерительных каналов.

Конечной целью мероприятий по повышению точности измерений с помощью ИК должно быть не повышение точности измерения вообще, а приближение действительной точности измерений к оптимальной в экономическом и экологическом отношении.

Метрологическое обеспечение АСУ ТП должно включать в себя совокупность организационных мероприятий, технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, необходимых для обеспечения единства измерений и требуемой точности измерений и вычислений.

Метрологическое обеспечение должно осуществляется путем:

- проведения метрологической экспертизы проекта;
- использования средств измерения (СИ), контроля и управления, включенных в Государственный реестр СИ, допущенных к применению на территории Российской Федерации, имеющих Сертификаты Федерального Агентства по техническому регулированию и метрологии об утверждении типа средств измерений, а также Сертификаты соответствия требованиям российских стандартов по электробезопасности;
- контроля метрологических характеристик измерительных каналов в процессе наладки;
- периодической поверки (калибровки) ИК, осуществлением метрологического надзора в процессе эксплуатации АСУ ТП;
- использованием при калибровке эталонов.

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

В процессе эксплуатации все СИ должны иметь сертификат о калибровки (и/или знак калибровки) и протокол калибровки.

Программное обеспечение СИ, применяемых в составе ИС (подсистем), включая все виды измерительных преобразователей, контроллеров, ПТК и т.п. должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСОЕИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Используемые в расширение АСУ ТП измерительные каналы (ИК) относятся к – ИК для измерения, текущих «режимных» параметров электрических величин (токи и напряжения) на присоединениях ПС.

В состав ИК для измерения параметров следующие средства измерения (СИ):

- первичные измерительные преобразователи - ТТ / ТН (керы 0,2(0,5)/0,5).

АСУ ТП является информационно-технологической системой, в которой все измерения электрических параметров текущего режима, осуществляемые для решения задач АСУ ТП (т.е. технические и телеметрические измерения для обеспечения оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления, а также технологические измерения параметров оборудования), находятся вне сферы государственного метрологического контроля и надзора.

В ходе первичной обработки информации выполняются (в общем случае):

- сравнение с предупредительными и аварийными уставками;
- присвоение меток времени событиям (выход за уставки);

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист 27
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

– масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в именованных единицах с учетом коэффициента трансформации ТТ, ТН и т.д.);

– вычисление расчетных величин (линейные напряжения по фазам, $3I_0$, $3U_0$, вычисление активной и реактивной мощности, $\cos \phi$ и т.д.).

Помимо самодиагностики микропроцессорных устройств, при первичной обработке информации в общем случае производится проверка достоверности входных аналоговых сигналов. С этой целью используется различные алгоритмы проверки и обеспечения достоверности:

– проверка источника сигнала и соединительных линий (сигнал должен находится в пределах допустимого диапазона);

– обычная проверка (по дублирующему сигналу, по превышению заданных значений скорости изменения отдельных параметров, программная проверка математически связанных параметров и параметров, логически связанных с дискретными сигналами).

Состав измерительных каналов расширения АСУ ТП ПС 220/20 кВ Мельниково представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Состав измерительных каналов расширения АСУ ТП ПС 220/20 кВ Мельниково

№ п/п	Наименование точки измерения (диспетчерское наименование)	Тип, класс точности устройства телемеханики, номер в Госреестр СИ	Тип ТТ, класс точности, коэффициент трансформации, номер в Госреестр СИ	Место установки, тип ТН, класс точности, коэффициент трансформации, номер в Госреестр СИ
20 кВ				
1	УРЗН-1 20 кВ Т-3.1	ТОРАЗ ТМ РМ7-W	ТТ 20 кВ, 0,5 1000/5А	
2	УРЗН-1 20 кВ Т-3.2	ТОРАЗ ТМ РМ7-W	ТТ 20 кВ, 0,5 1000/5А	
3	УРЗН-1 20 кВ Т-4.1	ТОРАЗ ТМ РМ7-W	ТТ 20 кВ, 0,5 1000/5А	
4	УРЗН-1 20 кВ Т-4.2	ТОРАЗ ТМ РМ7-W	ТТ 20 кВ, 0,5 1000/5А	
КРУ 20 кВ				
5	Ввод 1 сек Т-3 20 кВ (QT3J1)	ТОРАЗ HVD3 RTU5 (сущ.)	ТТ 20 кВ, 0,5 1200/5А	ТН 20 кВ, 0,5 20/0,1/0,1/0,1 кВ
6	СВ 1-2 сек 20 кВ (QC1J)	ТОРАЗ HVD3 RTU5 (сущ.)	ТТ 20 кВ, 0,5 600/5А	ТН 20 кВ, 0,5 20/0,1/0,1/0,1 кВ
7	Ввод 2 сек Т-4 20 кВ (QT4J2)	ТОРАЗ HVD3 RTU5 (сущ.)	ТТ 20 кВ, 0,5 1200/5А	ТН 20 кВ, 0,5 20/0,1/0,1/0,1 кВ
8	Ввод 3 сек Т-3 20 кВ (QT3J2)	ТОРАЗ HVD3 RTU5 (сущ.)	ТТ 20 кВ, 0,5 1200/5А	ТН 20 кВ, 0,5 20/0,1/0,1/0,1 кВ

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
							28

9	СВ 3-4 сек 20 кВ (QC1J)	ТОPAZ HVD3 RTU5 (сущ.)	ТТ 20 кВ, 0,5 600/5А	ТН 20 кВ, 0,5 20/0,1/0,1/0,1 кВ
10	Ввод 4 сек Т-4 20 кВ (QT4J1)	ТОPAZ HVD3 RTU5 (сущ.)	ТТ 20 кВ, 0,5 1200/5А	ТН 20 кВ, 0,5 20/0,1/0,1/0,1 кВ

5.2 Электрические параметры, измеряемые с применением АСУ ТП/ССПИ

5.2.1 Общие положения

Для оценки соответствия МХ измерительных каналов АСУ ТП/ССПИ и измерительных комплексов, включающих ЩП, установленным нормам точности измерений параметров на проектируемом или эксплуатируемом объекте необходимо выполнить расчет (оценку) погрешности измерений измеряемого параметра для сравнения с установленной максимальной допускаемой погрешностью измерения параметра.

Пределы допускаемых значений погрешности ЦИП (ИП) должны выбираться на основании сведений, представленных в описании типа или паспортных данных на ЦИП.

Пределы допускаемых погрешностей ТТ и ТН должны выбираться согласно ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983, соответственно, если ТТ и ТН выполнены по этим НД. В остальных случаях пределы основной допускаемой погрешности ТТ и ТН должны выбираться на основании сведений, представленных в описании типа на соответствующий тип ТТ и ТН.

Составляющие погрешности и величины, используемые для расчета погрешностей измерений электрических параметров переменного тока:

- δI - предел допускаемой токовой погрешности ТТ в рабочих условиях применения по ГОСТ 7746, %;
- δU - предел допускаемой погрешности напряжения ТН в рабочих условиях применения по ГОСТ 1983, %;
- θI - предел допускаемой угловой погрешности ТТ в рабочих условиях применения по ГОСТ 7746, мин.;
- θU - предел допускаемой угловой погрешности ТН в рабочих условиях применения по ГОСТ 1983, мин.;
- $\delta \theta$ ($\delta \theta_a / \delta \theta_p$) - погрешность трансформаторной схемы подключения ЦИП (ИП) за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, рассчитанная по формуле 5.2 (применяется для расчета активной мощности) или по формуле 5.3 (применяется для расчета реактивной мощности), %;
- $\delta_{ц и п}$ - предел допускаемой основной относительной погрешности ЦИП (ИП) при измерениях соответствующего параметра (например, активной, реактивной, полной мощности, напряжения, силы тока и др.) в соответствии с НД (ОТ) на конкретный тип ЦИП (ИП, КП, ЩП), %;
- $\Delta_{ц и п}$ - предел допускаемой основной абсолютной погрешности ЦИП (ИП) при измерениях соответствующего параметра (например, частоты, коэффициента мощности и др.) в соответствии с НД (ОТ) на конкретный тип ЦИП (ИП, КП, ЩП);
- δ_l - значение погрешности из-за потерь напряжения в линиях связи «ТН - ЦИП», %;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										29
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

δ θ ρ)	счет угловых погрешностей ПП и ПН, рассчитанная по формуле 5.2 (применяется для расчета активной мощности) или по формуле 5.3 (применяется для расчета реактивной мощности), %;
δ ц и п	- предел допускаемой основной относительной погрешности ЦИП (ИП) при измерениях соответствующего параметра (например, активной, реактивной, полной мощности, напряжения, силы тока и др.) в соответствии с НД (ОТ) на конкретный тип ЦИП (ИП, КП, ЩП), %;
Δ ц и п	- предел допускаемой основной абсолютной погрешности ЦИП (ИП) при измерениях соответствующего параметра (например, частоты, коэффициента мощности и др.) в соответствии с НД (ОТ) на конкретный тип ЦИП (ИП, КП, ЩП);
δ л	- значение погрешности из-за потерь напряжения в линиях связи «ТН - ЦИП», %;

$\cos\varphi$	- значение коэффициента мощности;
/	- количество ТТ (при включении по схеме суммирования) в составе ИК или измерительного комплекса;
$\delta_{ц и п j}$	- предел допускаемого значения дополнительной относительной погрешности ЦИП (ИП) от влияния j-ой влияющей величины при измерениях соответствующего параметра (активной, реактивной, полной мощности, напряжения, силы тока, коэффициента мощности) в соответствии с НД (ОТ) на конкретный тип ЦИП (ИП), %;
m	- количество влияющих внешних величин, значения которых отличны от нормальных.

При расчете (оценке) погрешностей измерений электрических параметров переменного тока на этапе проектирования и установлении МХ ИК и измерительных комплексов, включающих ЩП:

- в качестве составляющих погрешности, зависящих от величины тока нагрузки (δ_I , $\delta_{ц и п}$, θ_I) , используют максимальные значения пределов погрешности в соответствующем диапазоне изменения тока нагрузки, то есть при наименьшем значении тока нагрузки (например, для диапазона от $0,11_{ном}$ до $0,21_{ном}$ берется значение погрешности при $0,11_{ном}$, для диапазона от $0,21_{ном}$ до $1_{ном}$ – берется значение погрешности при $0,21_{ном}$);

- в качестве составляющей погрешности из-за потерь напряжения в линии присоединения «ТН - ЦИП» используют предельно допускаемое значение согласно пункту 6.15 ГОСТ 1983-2015;

- 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 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 $0,2U_{ном}$ до $0,8 U_{ном}$ берется значение погрешности при $0,2 U_{ном}$).

При расчете (оценке) погрешностей измерений параметров переменного тока с применением измерительных каналов АСУ ТП (ССПИ) и измерительных комплексов, включающих ЩП, на этапе эксплуатации:

- в качестве составляющих погрешности, зависящих от величины тока нагрузки (δ_I , $\delta_{ц и п}$, θ_I), используют значения погрешности для конкретного тока нагрузки;

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

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

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										30
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

– в качестве составляющих погрешности напряжения, зависящих от величины напряжения (δ_U , $\delta_{\text{цип}}$, θ_U), используют значения пределов погрешностей для конкретного значения напряжения.

Максимальные допускаемые погрешности измерений установлены для нормальных условий применения СИ, в качестве исходных данных для расчета погрешности измерений принимаются пределы основных допускаемых погрешностей ЦИП, а дополнительные составляющие погрешности не учитываются (то есть $\delta_{\text{цип } j} = 0$).

В случае, если в рабочих условиях эксплуатации влияние внешних влияющих величин полностью не устранено, то есть условия эксплуатации существенно отличаются от нормальных, то при определении погрешности измерений следует учитывать составляющие дополнительных погрешностей, перечень и предельные значения которых представлены в НД на ЦИП (ИП) конкретного типа.

Цифровые линии связи между основными компонентами измерительных каналов АСУ ТП/ССПИ при их построении, не должны оказывать влияния на результат измерений и учитываться при расчете погрешности измерений.

5.2.2 Расчетные формулы для параметров переменного тока

1) 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 (5.1):

$$\delta = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\text{цип}}^2 + \delta_A^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{\text{цип } j}^2}, \quad (5.1)$$

Где

$$\delta_{\theta_a} = \pm 0.029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (5.2)$$

$$\delta_{\theta_p} = \pm 0.029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} \quad (5.3)$$

Примечание. 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) при включении нескольких ТТ по схеме суммирования определяются по формуле (5.1), но значения пределов допускаемых погрешностей, зависящих от тока нагрузки (δ_I , $\delta_{\text{цип}}$, θ_I) берутся для значения измеряемого тока нагрузки ($I_{\text{изм.ф}}$), деленного на I ($I = I_{\text{изм.ф}} / I$) с учетом допущения равенства токов нагрузки на каждом ТТ.

2) Значения границ относительной погрешности измерений мощности (мощности полной фазной S_ϕ , мощности полной суммарной по трем фазам S_Σ) определяются по формуле (5.4):

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист 31
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\text{цип}}^2 + \delta_n^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{\text{цип}j}^2} \quad (5,4)$$

Примечание. Значения границ относительной погрешности измерений мощности (мощности полной фазной S_ϕ , мощности полной суммарной по трем фазам S_Σ) при включении нескольких ТТ по схеме суммирования определяются по формуле (5.4), но значения пределов допускаемых погрешностей, зависящих от тока нагрузки (δ_I , $\delta_{\text{цип}}$, θ_I) берутся для значения измеряемого тока нагрузки ($I_{\text{изм.ф}}$), деленного на I ($I = I_{\text{изм.ф}} / I$) с учетом допущения равенства токов нагрузки на каждом ТТ.

3) Значения границ относительной погрешности измерений силы тока $I_{\text{изм.ф}}$ определяются по формуле (5.5):

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_{\text{цип}}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{\text{цип}j}^2} \quad (5,5)$$

Примечание. Значения границ относительной погрешности измерений силы тока $I_{\text{изм.ф}}$ при включении нескольких ТТ по схеме суммирования определяются по формуле (5.5), но значения пределов допускаемых погрешностей, зависящих от тока нагрузки (δ_I , $\delta_{\text{цип}}$, θ_I) берутся для значения измеряемого тока нагрузки ($I_{\text{изм}}$), деленного на I ($I = I_{\text{изм.ф}} / I$) с учетом допущения равенства токов нагрузки на каждом ТТ.

4) Значения границ относительной погрешности измерений напряжения (напряжения фазного U_ϕ и напряжения линейного U_L) определяются по формуле (5.6):

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_U^2 + \delta_{\text{цип}}^2 + \delta_n^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{\text{цип}j}^2} \quad (5,6)$$

5) Значение основной абсолютной погрешности измерений частоты определяется по формуле (5.7):

$$\Delta = \Delta_{\text{цип}} \quad (5,7)$$

Расчеты погрешности ИК будут добавлены на стадии разработки рабочей документации, когда будут определены типы оборудования.

Согласно СТО 56947007-29.240.01.244-2017 Типовой перечень режимных параметров, измеряемых с применением автоматизированной системы управления технологическими процессами или системы сбора и передачи оперативной технологической информации (измеряемые параметры АСУ ТП/ССПИ), соответствующий требованиям СТО, приведен в Таблице 5.2.

Значения максимальных допускаемых погрешностей измерений параметров АСУ ТП/ССПИ, установленных в качестве норм точности измерений параметров АСУ ТП/ССПИ, приведены в графе 6 Таблицы 5.3.

Настоящие нормы установлены для нормальных условий применения ЦИП в соответствии с ГОСТ 22261.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	документации, когда будут определены типы оборудования.					
			Согласно СТО 56947007-29.240.01.244-2017 Типовой перечень режимных параметров, измеряемых с применением автоматизированной системы управления технологическими процессами или системы сбора и передачи оперативной технологической информации (измеряемые параметры АСУ ТП/ССПИ), соответствующий требованиям СТО, приведен в Таблице 5.2.					
			Значения максимальных допускаемых погрешностей измерений параметров АСУ ТП/ССПИ, установленных в качестве норм точности измерений параметров АСУ ТП/ССПИ, приведены в графе 6 Таблицы 5.3.					
Настоящие нормы установлены для нормальных условий применения ЦИП в соответствии с ГОСТ 22261.								
						6350-25-ИОС1.6-ТЧ		Лист
								32
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			

Требования к МХ измерительных компонентов ИК АСУ ТП/ССПИ, обеспечивающих установленные нормы точности измерений параметров, приведены в графах 7 - 10 Таблицы 5.3.

Таблица 5.2. Типовой перечень и состав ИК АСУ ТП/ССПИ

№ п.п.	Измеряемые параметры	№ комп. ИК	Компонент ИК
1	$P\phi$ – мощность активная (фазная); $P\Sigma$ – мощность активная (суммарная по трем фазам); $Q\phi$ – мощность реактивная (фазная); $Q\Sigma$ – мощность реактивная (суммарная по трем фазам); $S\phi$ – мощность полная (фазная); $S\Sigma$ – мощность полная (суммарная по трем фазам)	1	ЦИП
		2	Измерительный ТТ
		3	Измерительный ТН
2	$I\phi$ – сила тока (фазная, действующее значение);	1	ЦИП
		2	Измерительный ТТ
3	U_{ϕ} – напряжение (фазное, действующее значение); $U_{л}$ – напряжение (линейное, действующее значение)	1	ЦИП
		2	Измерительный ТТ
4	f _φ – ф а з н а я ч а с т о т а	1	ЦИП
		2	Измерительный ТТ
Опционные			
5	cosφ _φ – коэффициент мощности (фазный); cosφ _Σ – коэффициент мощности (суммарный по трем фазам)	1	ЦИП
		2	Измерительный ТТ
		3	Измерительный ТН
Примечание – присоединения 20 кВ			

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										33
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

Таблица 5.3. - Требования к нормам погрешности измерений параметров АСУ ТП/ССПИ и МХ СИ

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений		Максимальная допускаемая погрешность измерений параметра	Требования к МХ СИ ИК АСУ ТП/ССПИ (не хуже)				Методика расчета погрешности измерений	Отнесение к сфере ГР
						ЦИП, предел основной допускаемой погрешности		ТТ, КТ ³⁾	ТН, КТ ⁴⁾		
						δ 5), %	γ5), %				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1	Мощность активная (фазная / суммарная по трем фазам), P_{ϕ} / P_{Σ} , Вт	20 кВ	0,25<cosφ<0,5	0,05I ¹⁾ _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	не норм.	не норм.	±0,5 ⁶⁾	0,5	0,5	5.1	Вне ГР
			0,5<cosφ<0,8	0,05I _{НОМ} <I<0,1I _{НОМ}	±12,5 %	±10					
				0,1I _{НОМ} <I<0,2I _{НОМ}	±7,5 %	±5					
				0,2I _{НОМ} <I<1I _{НОМ}	±4,0 %	±2,5					
				1I _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	±2,5 %	±0,5					
			0,8<cosφ<1,0	0,05I _{НОМ} <I<0,1I _{НОМ}	±11,5 %	±10					
				0,1I _{НОМ} <I<0,2I _{НОМ}	±6,0 %	±5					
				0,2I _{НОМ} <I<1I _{НОМ}	±3,5 %	±2,5					
				1I _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	±1,5 %	±0,5					
			1.2	Мощность активная (фазная / суммарная по трем фазам), Q_{ϕ} / Q_{Σ} , вар	20 кВ	0,25<cosφ<0,5 (0,97>sinφ>0,87)					
0,1I _{НОМ} <I<0,2I _{НОМ}	±6,0 %	±5									
0,2I _{НОМ} <I<1I _{НОМ}	±3,0 %	±2,5									
1I _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	±1,5 %	±0,5									
0,5<cosφ<0,8 (0,87>sinφ>0,6)	0,05I _{НОМ} <I<0,1I _{НОМ}	±12,0 %				±10					
	0,1I _{НОМ} <I<0,2I _{НОМ}	±7,0 %				±5					
	0,2I _{НОМ} <I<1I _{НОМ}	±4,0 %				±2,5					
	1I _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	±2,0 %				±0,5					
0,8<cosφ<0,97 (0,6>sinφ>0,25)	0,05I ¹⁾ _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	не норм.				не норм.					
1.3	Мощность полная (фазная суммарная по трем фазам), S_{ϕ} / S_{Σ} , ВА	20 кВ	-	0,05I _{НОМ} <I<0,1I _{НОМ}	±12,0 %	±10	±0,5 ⁶⁾	0,5	0,5	5.4	Вне ГР
				0,1I _{НОМ} <I<0,2I _{НОМ}	±7,0 %	±5					
				0,2I _{НОМ} <I<1I _{НОМ}	±4,0 %	±2,5					
				1I _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	±2,0 %	±0,5					
2	сила тока (фазная), I_{ϕ} , А	20 кВ	-	0,05I _{НОМ} <I<0,1I _{НОМ}	±11,5 %	±10	±0,5 ⁶⁾	0,5	-	5.5	Вне ГР
				0,1I _{НОМ} <I<0,2I _{НОМ}	±6,0 %	±5					
				0,2I _{НОМ} <I<1I _{НОМ}	±3,0 %	±2,5					
				1I _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	±1,0 %	±0,5					
3	Напряжение (фазное / линейное), $U_{\phi} / U_{л}$, В	20 кВ	-	0,2U _{НОМ} <U<0,8U _{НОМ}	-	±2,5	±0,5 ⁷⁾	-	0,5	5.6	Вне ГР
4	частота сети (фазная), f_{ϕ} , Гц	20 кВ	-	0,95f _{НОМ} <f<1,05 f _{НОМ}	±0,05 Гц	±0,05 Гц (Δ)		-	0,5	5.7	Вне ГР

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

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

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений		Максимальная допускаемая погрешность измерений параметра	Требования к МХ СИ ИК АСУ ТП/ССПИ (не хуже)				Методика расчета погрешности измерений	Отнесение к сфере ГР
						ЦИП, предел основной допускаемой погрешности		ТТ, КТ ³⁾	ТН, КТ ⁴⁾		
						δ 5), %	γ5), %				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Коэффициент мощности (фазный / суммарный по трем фазам), $\cos\varphi_\phi / \cos\varphi_\Sigma$	20 кВ	0,25<cosφ<1,0	0,05I ¹⁾ _{НОМ} <I<1,2I _{НОМ}	не норм.	±0,01 ед. (Δ)		0,5	0,5	-	Вне ГР

Примечания.

1) $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ для измерений (для ЦИП – номинальный ток вторичной обмотки ТТ);

2) $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение первичной обмотки ТН для измерений (для ЦИП – номинальное напряжение вторичной обмотки ТН);

3) КТ – класс точности ТТ в соответствии с ГОСТ 7746;

4) КТ – класс точности ТН в соответствии с ГОСТ 1983;

5) предел основной допускаемой погрешности ЦИП согласно описанию типа (для ЦИП разного типа может быть указан в форме относительной (δ) или в форме приведенной (γ) погрешности);

6) в качестве нормирующего значения принимается $I_{\text{ном}}$;

7) в качестве нормирующего значения принимается $U_{\text{ном}}$.

6 Метрологическое обеспечение систем диагностики, измерения и мониторинга силового оборудования

6.1 Общие положения

Предусматривается мониторинг следующего оборудования ПС: силовых трансформаторов (СМТО).

В части МО измерения, выполняемые АСМД должны соответствовать требованиям СТО 59347007-29.240.01.195-2014 «Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению».

Согласно СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Трансформаторы силовые, автотрансформаторы и реакторы. Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования. Общие технические требования» к КТС предъявляются следующие требования:

Требования к КТС

КТС первого уровня (первичные датчики), являющиеся СИ должны иметь:

- действующее свидетельство об утверждении типа СИ с приложением (описание типа);

Их метрологические характеристики должны быть нормированы по всем измеряемым параметрам, во всем требуемом диапазоне измерений и для всех измерительных выходов.

- конструктивную возможность проведения поверки/калибровки в процессе эксплуатации;

- методику поверки/калибровки;

- возможность поверки/калибровки в регионе эксплуатации;

- свидетельство (сертификат) о поверке/калибровке и/или оттиска клейма (отметку в паспорте).

Для первичных датчиков, являющихся СИ, представляющих собой неотъемлемую часть конструкции Т-3, Т-4 и не имеющих возможности демонтажа для ТОиР и поверки/калибровки, срок службы и межповерочный интервал должен быть равен сроку службы первичного оборудования, на котором они установлены.

Требования к КТС второго уровня.

СИ, входящие в состав КТС второго уровня, должны иметь документацию:

- действующее свидетельство об утверждении типа СИ с приложением (описание типа);

- методику поверки/калибровки;

- свидетельство (сертификат) о поверке/калибровке и/или оттиска клейма (отметку в паспорте).

КТС третьего уровня должен иметь:

- комплект эксплуатационной документации (техническая документация в соответствии со стандартами ЕСКД);

- документацию по метрологическому обеспечению.

Объем и порядок проведения МО ИК СМ определяется СТО 56947007-29.240.126-2012.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист 36
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата					

Трансформаторное оборудование

Перечень параметров контроля трансформаторного оборудования и реакторов определен в СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Трансформаторы силовые, автотрансформаторы и реакторы. Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования. Общие технические требования» (в редакции 12.12.2019);

Диапазон измерений параметров принят на основании СТО 56947007-29.240.01.244-2017 Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов.

Используется прямой ввод от датчиков систем мониторинга и диагностики в АСУ ТП/ССПИ ПС без функциональных промежуточных серверов.

Таблица 6.1 – Перечень контролируемых параметров

№ п/п	Измеряемый параметр	Рабочий диапазон измерений	Тип сигнала	Количество параметров, шт.
1	Сила тока ВН (фазная)	$0,1 I_{\text{ном}} \leq I < 2,0 I_{\text{ном}}$	(0–1(5)) А	3
2	Сила тока СН (фазная)	$0,1 I_{\text{ном}} \leq I < 2,0 I_{\text{ном}}$	(0–1(5)) А	3
3	Сила тока НН (фазная)	$0,1 I_{\text{ном}} \leq I < 2,0 I_{\text{ном}}$	(0–1(5)) А	3
4	Напряжение ВН (фазное)	$0,1 U_{\text{ном}} \leq U \leq 2,2 U_{\text{ном}}$	(0–100) В	3
5	Напряжение СН (фазное)	$0,1 U_{\text{ном}} \leq U \leq 2,2 U_{\text{ном}}$	(0–100) В	3
6	Напряжение НН (фазное)	$0,1 U_{\text{ном}} \leq U \leq 2,2 U_{\text{ном}}$	(0–100) В	3
7	Температура верхних слоев масла	Минус 60 - +150 °С ¹	4-20 мА (или Pt100)	1
8	Температура нижних слоев масла	Минус 60 - +100 °С ¹	4-20 мА (или Pt100)	1
9	Температура обмотки (оптоволоконный датчик температуры)	Минус 40 - + 200 °С ¹	RS-485 / протокол Modbus RTU	Соответствует количеству обмоток
10	Температура окружающей среды	Минус 60 - +50 °С ¹	Pt100	1
11	Текущий номер отпайки РПН	1-43	4-20 мА	По 1-му на каждый привод РПН
12	Температура масла в контакторе РПН	Минус 40 - +150 °С ¹	4-20 мА (или Pt100)	По 1-му на каждый бак РПН
13	Ток привода РПН	0 - 3 А 0 - 3 кВт	4-20 мА	По 1-му на каждый привод РПН

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ		Лист
											37
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата			

№ п/п	Измеряемый параметр	Рабочий диапазон измерений	Тип сигнала	Количество параметров, шт.
14	Содержание водорода (H ₂) в масле	5-5000 ppm	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
15	Содержание метана (CH ₄) в масле	3-5000 ppm	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
16	Содержание ацетилена (C ₂ H ₂) в масле	1-2000 ppm	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
17	Содержание этилена (C ₂ H ₄) в масле	3-5000 ppm	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
18	Содержание этана (C ₂ H ₆) в масле	3-5000 ppm	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
19	Содержание угарного газа (CO) в масле	20-10000 ppm	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
20	Содержание углекислого газа (CO ₂) в масле	20-20000 ppm	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
21	Содержание влаги в масле	0 - 30 г/т	RS-485 / протокол Modbus RTU	1
22	Ток проводимости основной изоляции вводов	0 – 100 мА	0 – 100 мА	3

¹ – значения максимальных и минимальных значений температур рабочего диапазона измерений определяется в эксплуатационной документации завод-изготовителя

Измерение параметров трансформаторного оборудования и высоковольтных выключателей в процессе мониторинга не относится к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (Федеральный закон РФ № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»).

Шкафы АСМД должны включать в себя измерительные каналы (ИК), являющиеся средствами измерения, для которых не требуется утверждение типа средств измерений.

Устройства и датчики, входящие в комплект АСМД, должны контролировать наличие или изменение физических величин технологических параметров в диапазоне заданных значений.

Основная приведенная погрешность (без учета погрешности датчиков) каналов измерения технологических параметров и сигнализации их отклонений от заданных предельных значений при работе АСМД не должна выходить за пределы допускаемых значений, равных: для мониторинга параметров трансформаторного оборудования $\pm 0,5\%$; для мониторинга параметров высоковольтного выключателя $\pm 3,0\%$. За нормирующее значение принимается диапазон измерения параметра.

Дополнительная приведенная погрешность преобразования аналоговых параметров в диапазоне рабочих температур должна быть не более: для мониторинга параметров трансформаторного оборудования $\pm 0,3\%$; для мониторинга параметров высоковольтного выключателя $\pm 0,5\%$.

Дополнительная приведенная погрешность преобразования аналоговых параметров в наработке в течение года должна быть не более: для мониторинга

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			6350-25-ИОС1.6-ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	
									38

параметров трансформаторного оборудования $\pm 0,2\%$; для мониторинга параметров высоковольтного выключателя $\pm 0,5\%$.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист	
							39	

7 Метрологическое обеспечение релейной защиты и автоматики

7.1 Общие положения

Метрологические характеристики нормируются для следующих средств входящих в состав РЗА: измерительные трансформаторы ток и напряжения, МП терминалы РЗА.

7.2 Измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения

Выбор технических и метрологических характеристик обмоток измерительных ТТ и ТН для целей РЗА и систем измерений должен производиться с учетом следующих условий:

- основные и резервные защиты каждого элемента сети 220 кВ и выше должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ;
- к одной вторичной обмотке ТТ, как правило, должно подключаться одно устройство РЗ. В отдельных случаях, допускается подключение к одной вторичной обмотке ТТ не более двух устройств РЗ смежных присоединений/

7.2.1 Решения по организации цепей тока

ТТ на выключателях и силовых трансформаторов присоединений Т-3, Т-4 220 кВ имеют вторичные обмотки класса точности 10PR для подключения устройств РЗА. Номинальный вторичный ток 1 А.

ТТ на выключателях вводов №1 и №2 присоединений Т-3, Т-4 20 кВ имеют вторичные обмотки класса точности 10PR для подключения устройств РЗА. Номинальный вторичный ток 5 А.

Согласно ГОСТ 7746-2015 – «Трансформаторы тока. Общие технические условия» ТТ, предназначенные для питания токовых цепей устройств релейной защиты, должны обеспечивать точную работу измерительных органов защиты в конкретных расчетных условиях работы, для чего полная погрешность трансформаторов тока не должна превышать 10% при расчетном токе КЗ.

7.2.2 Метрологические характеристики ТТ

Метрологические характеристики следует устанавливать для следующих рабочих условий применения трансформаторов:

- а) номинальный диапазон частот составляет от 96% до 102% номинальной частоты для трансформаторов, предназначенных для защиты;
- б) Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток должны соответствовать таблице 7.1;
- в) температура окружающего воздуха - в соответствии с климатическим исполнением и категорией размещения, УХЛ4 (от +1 до +35⁰С).

Взам. инв.№		для трансформаторов, предназначенных для защиты;							
		б) Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток должны соответствовать таблице 7.1;							
Подп. и дата		в) температура окружающего воздуха - в соответствии с климатическим исполнением и категорией размещения, УХЛ4 (от +1 до +35°С).							
Инв. № подл.								6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
									40
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

Таблица 7.1 - Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток для
Защиты

Класс точности	Предел допускаемой погрешности		
	при номинальном первичном токе		при токе номинальной предельной кратности
	токовой, %	угловой	полной, %
10P	±3	Не нормируется	10

7.3 Регистраторы аварийных событий

На ПС установлен централизованный КРАП (РАС) в одном шкафу, который подключён к централизованной системе контроля и регистрации аварийных процессов ПАО «Россети Московский регион» и выполнен в соответствии с требованиями Распоряжения № 495р от 13.08.2014.

В проекте предполагается установка КРАП на базе отдельного МП комплекса. По цепям переменного тока РАС подключаются контрольными кабелями к обмоткам ТТ класса точности 10PR. По цепям напряжения РАС подключаются контрольными кабелями к вторичным обмоткам измерительных ТН класса точности 0,5 и 3Р.

СТО 34.01-4.1-002-2017 «Регистраторы аварийных событий. Технические требования»

Таблица 7.2 - Основные параметры РАС

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение
Основные номинальные параметры		
1.	Номинальное действующее значение силы переменного тока, А	1; 5
2.	Номинальная частота основной гармоники сигналов переменного тока, Гц	50
3.	Номинальное действующее значение линейного напряжения переменного тока, В	100
4.	Номинальное значение напряжения системы оперативного постоянного тока	220; 220
Регистрация мгновенных значений напряжения переменного тока		
1.	Диапазон действующих значений, регистрируемых с установленной разрешающей способностью, В	0-250
2.	Диапазон действующих значений, регистрируемых с установленной погрешностью, В	10-250
3.	Перегрузочная способность, В, не менее	450
4.	Допустимая разрешающая способность, В, не хуже	0,25
5.	Допустимая приведенная погрешность по амплитуде, %	±0,5
6.	Разрешающая способность по фазе, эл. градусы, не более	1

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

Ив. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение
7.	Потребление на фазу, ВА, не более	0,5
Регистрация мгновенных значений силы переменного тока		
1.	Диапазон действующих значений, регистрируемых с заданной разрешающей способностью:	
	- для канала $I_{ном} = 1 \text{ А}$, А	0-40
	- для канала $I_{ном} = 5 \text{ А}$, А	0-200
2.	Диапазон действующих значений, регистрируемых с установленной погрешностью:	
	- для канала $I_{ном} = 1 \text{ А}$, А	0-40
	- для канала $I_{ном} = 5 \text{ А}$, А	0,5-200
3.	Перегрузочная способность, не менее	
	- длительно	2,0/ $I_{ном}$
	- при протекании тока длительностью менее 1 с	40/ $I_{ном}$
4.	Допустимая разрешающая способность токовых входов, А, не хуже:	
	- для канала $I_{ном} = 1 \text{ А}$, А	0,01
	- для канала $I_{ном} = 5 \text{ А}$, А	0,05
5.	Допустимая приведенная погрешность, %	± 1
6.	Разрешающая способность по фазе, эл. градусы, не менее	1
7.	Потребление на фазу, ВА, не более	0,5
Определение частоты основной гармоники регистрируемых сигналов переменного тока		
1.	Допустимая абсолютная погрешность, Гц, не более	$\pm 0,05$
Регистрация значений напряжения постоянного тока		
1.	Количество каналов напряжения постоянного тока, не менее	3
2.	Диапазон значений, регистрируемых с установленной разрешающей способностью, В	$\pm(0-330)$
3.	Диапазон значений, регистрируемых с установленной погрешностью, В	$\pm(15-330)$
4.	Перегрузочная способность, не менее	$\pm 1,5 U_{номСОПТ}$
5.	Допустимая разрешающая способность, В, не хуже	0,5
6.	Допустимая приведенная погрешность, %	$\pm 0,5$
7.	Входное сопротивление цепей канала, МОм, не менее	1
СОЕВ		
1.	Пределы допускаемой разности формируемой ШВ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) в режиме синхронизации по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	$\pm 1 \text{ мкс}$
2.	Среднее квадратическое отклонение результатов измерений ШВ при интервале времени измерения 1 с в режиме синхронизации по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS, не более	50 нс
3.	Предел допускаемой задержки времени выдачи телеграммы IRIGB-007 через порт RS422 относительно формируемой ШВ,	100 нс
4.	П Пределы допускаемой абсолютной погрешности времени хранения формируемой ШВ в автономном режиме работы за 1 сутки при изменении температуры не более 5 °C	$\pm 10 \text{ нс}$
Примечание - в существующей РАС в качестве источника единого времени используется устройство СВ-04 ЭКРА 426472.005-07		

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
							42

8 Система обеспечения единого времени

Существующая подсистема единого точного времени является комплексом технических средств, обеспечивающих периодическую передачу цифровой информации о значении текущего времени от эталонного источника ко всем сетевым элементам с целью синхронизации их внутренних часов.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.265-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых подстанций напряжением 35 кВ» подсистема единого точного времени обеспечивает присвоение для всех сигналов единых меток времени, соответствующих шкале всемирного координированного времени UTC.

Существующий протокол синхронизации времени в технологической сети подстанции являются NTP (SNTP).

Существующая подсистема обеспечения единого точного времени включает основной и резервный эталонный источник (сервер времени).

Подсистема единого точного времени обеспечивает классы времени в соответствии с требованиями МЭК 61850-5.

Существующие сервера точного времени выполняют следующие требования:

- серверы точного времени поддерживают работу в резервированных сетях;
- метрологические характеристики серверов точного времени соответствуют установленным требованиям;
- серверы точного времени утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Сведения об утвержденных типах серверов точного времени и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Существующая СОЕВ получает сигналы от навигационных спутниковых систем с помощью ГЛОНАСС(GPS)-антенны.

В существующей АСУ ТП/ССПИ СОЕВ организовано с использованием не резервированного устройства синхронизации времени TOPAZ Метроном PTS 1GTx-4Tx-TTL-FO-2LV-Pr, дата выпуска 12.2023 г.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										43
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

Основные метрологические характеристики приведены в Таблице 8.1

1 Показатели точности	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC	± 500 нс
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта метки синхронизации IRIG-A к шкале UTC	± 500 нс
Минимальный квант корректировки времени	11 нс
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени, с/сутки	$\pm 0,1$
2 Надежность	
Средняя наработка на отказ	не менее 35000 ч
Срок службы	не менее 25 лет

Внутренние часы преобразователей аналоговых сигналов при потере внешней синхронизации должны обеспечивать уход времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										44
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

9 Нормативная документация

В части организации метрологического обеспечения, помимо общетехнических стандартов по метрологии, коммерческий учет энергоносителей должен соответствовать следующим НД:

- ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений;
- ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ГОСТ 8.395-80 ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования;
- ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
- ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- 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;
- ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;
- ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений;
- МИ 3022-2006 ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока;
- МИ 3023-2006 ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения;
- СО 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;
- РД 153-34.11.201-97. Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений;
- СО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">– МИ 3023-2006 ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения;– СО 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;– РД 153-34.11.201-97. Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений;– СО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования;					
			6350-25-ИОС1.6-ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	Лист		
						45		

– СО 34.11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электрической энергии и мощности.

– ГОСТ 12.2.049-80. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;

– ГОСТ 20.39.108-85. Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике;

– ГОСТ Р 21.101-2020. СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации;

– ГОСТ Р 2.105-2019. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам;

– ГОСТ 27.003-2011. Надежность в технике состав и общие правила задания требований по надежности;

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

– ГОСТ 30.001-83. Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения;

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

– ГОСТ 34.601-90. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

– ГОСТ Р 59792-2021. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем;

– ГОСТ 21958-76. Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования;

– ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

– ГОСТ Р 50739-95. Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования;

– ГОСТ Р 52069.0-2003. Защита информации. Система стандартов. Основные положения;

– ГОСТ Р 51275-2006. Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения;

– ГОСТ Р 51318.22-2006. Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений;

– ГОСТ Р 51350-99. Безопасность электрических контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования. Часть 1. Общие требования;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата					46

- IEC 62056-62. Измерение энергопотребления. Обмен данными показаний электросчетчика, тарифами и регулировки нагрузки. Часть 62. Классы интерфейсов;
- СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства;
- СО 34.35.617-2001. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ;
- ГОСТ Р 59853-2021. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС1.6-ТЧ	Лист
										47
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		