

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Счетчики электрической энергии статические однофазные	TP71	С	85129-22	2020120040139, 2020120040140, 202012040148, 202012040151	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Техноресурс" (ООО "НПП Техноресурс"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Техноресурс" (ООО "НПП Техноресурс"), г. Москва	ОС	МП-293/05-2021	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Техноресурс" (ООО "НПП Техноресурс"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	01.12.2021
2.	Детекторы масс-спектрометрические	QSight	С	85130-22	QSight 120 зав. №120BC702150020, QSight 420 зав. №420BC707160012	PerkinElmer, Inc., США; Производственная площадка: PerkinElmer, Inc., Канада	PerkinElmer Inc., США	ОС	МП-242-2431-2021	1 год	Представительство АО Шелтек АГ (Швейцария) г. Москва, г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	28.12.2021
3.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	85131-22	164	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-	ОС	МП-312601-0036.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская обл.,	24.12.2021

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Воронежской области					ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва				ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	г. Магнитогорск	
4.	Устройства контроля шахтной атмосферы	MPS-03-NG	С	85132-22	0216, 0217	Фирма TEVEL d.o.o., Словения	Фирма TEVEL d.o.o., Словения	ОС	МП 2411-0195-2022	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Горные технологии и инновации" (ООО "ГТИ"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	03.02.2022
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения	Обозначение отсутствует	Е	85133-22	178	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0037.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская обл., г. Магнитогорск	10.12.2021

	ОАО "РЖД" в границах Республики Карелия												
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Тамбовской области	Обозначение отсутствует	Е	85134-22	152	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0035.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская обл., г. Магнитогорск	17.12.2021
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Филатово"	Обозначение отсутствует	Е	85135-22	291	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-013-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	18.02.2022
8.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	85136-22	278	Общество с ограниченной ответственности	Публичное акционерное общество "Фе-	ОС	МП 206.1-014-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственности	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	18.02.2022

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Центролит"	отсутствует				стью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	деральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				стью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Тюрлема"	Обозначение отсутствует	Е	85137-22	289	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-020-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	17.02.2022
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Ермолово"	Обозначение отсутствует	Е	85138-22	292	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-012-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	18.02.2022
11.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	85139-22	344	Общество с ограниченной	Публичное акционерное	ОС	МП 206.1-011-2022	4 года	Общество с ограниченной	ФГБУ "ВНИИМС",	17.02.2022

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Канаш"	отсутствует				ответственно-стью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				ответственно-стью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	г. Москва	
12.	Анализаторы автоматические проточные	San++	С	85140-22	203463, 203501, 11895, 182870	Skalar Analytical B.V., Нидерланды	Skalar Analytical B.V., Нидерланды	ОС	МП 06-223-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЭЛЕМЕНТ" (ООО "ЭЛЕМЕНТ"), г. Екатеринбург	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	20.10.2021
13.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС	Е	85141-22	РГС-100 зав.№№ Е-934, Е-935, Е-936, Е-937, Е-938, Е-939, Е-940, Е-941, Е-942, Е-943, Е-952, Е-953, Е-954, Е-955, Е-956, Е-957, Е-958, Е-959; РГС-200 зав.№№ 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976	Акционерное общество "Салаватнефтемаш" (АО "Салаватнефтемаш"), Республика Башкортостан, г. Салават	Акционерное общество "Салаватнефтемаш" (АО "Салаватнефтемаш"), Республика Башкортостан, г. Салават	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод" (АО "КНПЗ"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	24.09.2021
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электри-	Обозначение отсутствует	Е	85142-22	0154	Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие "Энергоконтроль" (ООО НТП "Энер-	Филиал "Печорская ГРЭС" АО "Интер РАО - Электрогенерация", Республика Коми, г. Печора	ОС	МП 553-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие "Энергоконтроль" (ООО НТП "Энер-	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	22.12.2021

	ческой энергии Филиала "Печорская ГРЭС" АО "Интер РАО - Электрогенерация" (АИИС КУЭ ПГРЭС)					гоконтроль"), Пензенская обл., г. Заречный					гоконтроль"), Пензенская обл., г. Заречный		
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85129-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические однофазные ТР71

Назначение и область применения

Счетчики электрической энергии статические однофазные ТР71 (далее по тексту - счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной энергии в однофазной двухпроводной электрической сети переменного тока в многотарифном режиме.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов тока и напряжения с последующим их перемножением. Для получения количества потребляемой энергии производится вычисление мощности с последующим интегрированием ее значения по времени. Также производится преобразование полученного сигнала в частоту следования импульсов, пропорциональную входной мощности.

Во входной измерительной цепи напряжения счетчиков используется прецизионный делитель напряжения, а во входной измерительной цепи тока – измерительный шунт. Для контроля потребления в цепи нейтрали используется измерительный трансформатор тока.

Счетчики состоят из первичных измерительных преобразователей напряжения и тока, специализированной интегральной схемы измерения, быстродействующего микроконтроллера, обрабатывающего цифровые сигналы для интегрирования измеренных величин, хранения результатов измерений в энергонезависимой памяти, отображения информации на жидкокристаллическом дисплее (далее по тексту - ЖКИ), поддержки часов реального времени и пр.

Счетчики обеспечивают учет потребляемой электроэнергии нарастающим итогом.

Питание электронной схемы счетчика производится от контролируемой сети. Для поддержания хода часов счетчика и сохранности накопленных данных при отсутствии напряжения в контролируемой сети предусмотрена работа счетчика от встроенного литиевого гальванического элемента с напряжением 3 В.

Микропроцессорное исполнение счетчиков делает его программируемым, что позволяет использовать счетчик с набором разнообразных рабочих и сервисных функций: контроля вскрытия крышки счетчика/зажимной платы, температуры, магнитного поля, дифференциального тока, дополнительное реле управления нагрузкой.

Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ). Счетчики предназначены для использования в непрерывном круглосуточном режиме.

В состав счетчиков могут входить дополнительные устройства – коммуникационные модули, которые устанавливаются под крышку зажимной платы.

Основной постоянный коммуникационный канал счетчиков – RS-485. Сменные блоки связи обеспечивают дополнительные каналы PLC, GPRS, ZigBee, RF, LoRa, NB-IoT. Постоянный и один из сменных коммутационных каналов могут функционировать одновременно.

Счетчики оснащены сигнальными светодиодами (для активной и реактивной энергии), расположенными на его передней панели.

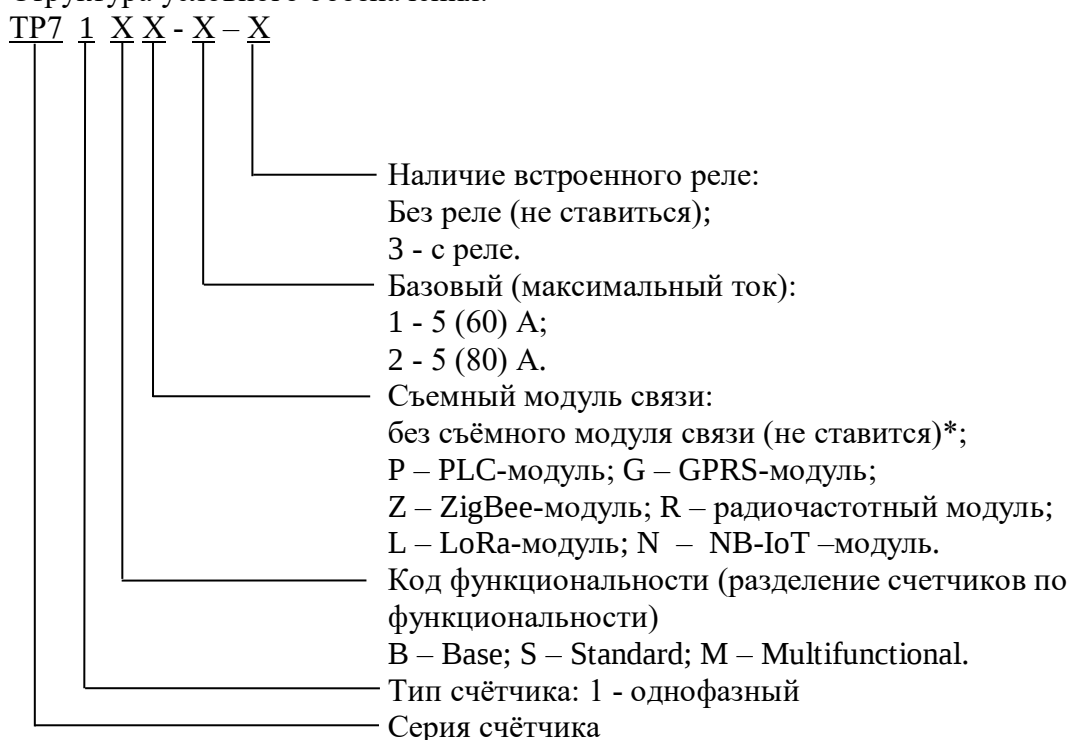
Жидкокристаллический дисплей счетчиков - кодово-символьный.

Оптический порт, расположенный на лицевой панели счетчиков, предназначен для связи со счетчиком во время его обслуживания, для прямого обмена данными, параметризации и обновления прошивки.

Счетчики ведут учет электрической энергии по действующим тарифам (до четырёх) с учетом наличия до двух сезонов, семи типов дней, до 30 особых дней, до 16 переключений тарифов в течение суток.

Типы исполнения счетчиков имеют условное обозначение на крышке и в паспорте счетчика конкретной модификации в виде буквенно-цифровой комбинации, определяемой при заказе счетчика. Обозначения модификаций счетчиков TP71 и описание функций, соответствующих им, приведены ниже.

Структура условного обозначения.



* В случае отсутствия коммуникационного модуля, соответствующий символ в обозначении счетчика не указывается.

Знак поверки наносится на винт в соответствии со схемой, представленной на рисунках 3 и 4, расположенный на лицевой панели корпуса счетчика, в виде оттиска клейма поверителя, а также в свидетельство и/или в паспорт счетчика в виде оттиска в соответствии с действующим законодательством.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на переднюю панель счетчиков методом офсетной печати.

Знак утверждения типа наносится на переднюю панель счетчика методом офсетной печати.

Общий вид счетчиков в стандартном корпусе приведен на рисунке 1.

Схема пломбирования от несанкционированного доступа счетчиков в стандартном корпусе представлена на рисунке 2.

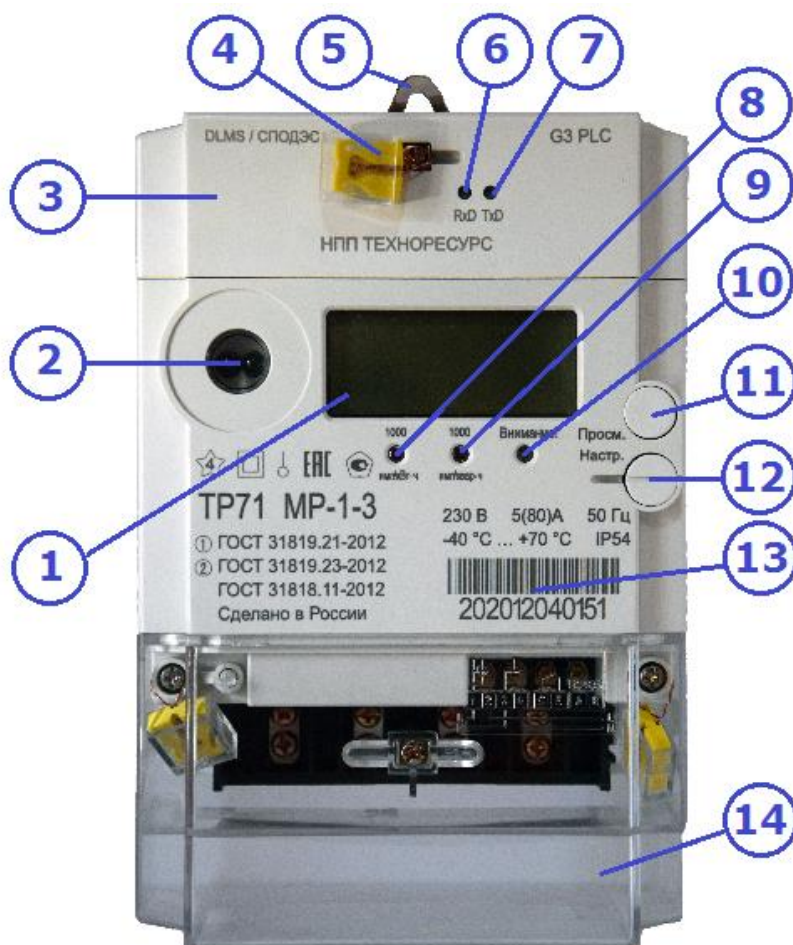


Рисунок 1 - Общий вид счетчиков

(1. ЖКИ дисплей; 2. Оптический порт (Оптопорт); 3. Сменный модуль связи; 4. Пломба съемного модуля связи; 5. Крепежный элемент; 6. Индикатор приема данных; 7. Индикатор передачи данных; 8. Индикатор «1000 imp/kWh»; 9. Индикатор «1000 imp/kvarh»; 10. Индикатор аварийного сообщения; 11. Кнопка просмотра данных; 12. Пломбированная кнопка сброса регистров; 13. Серийный номер; 14. Крышка блока зажимов)

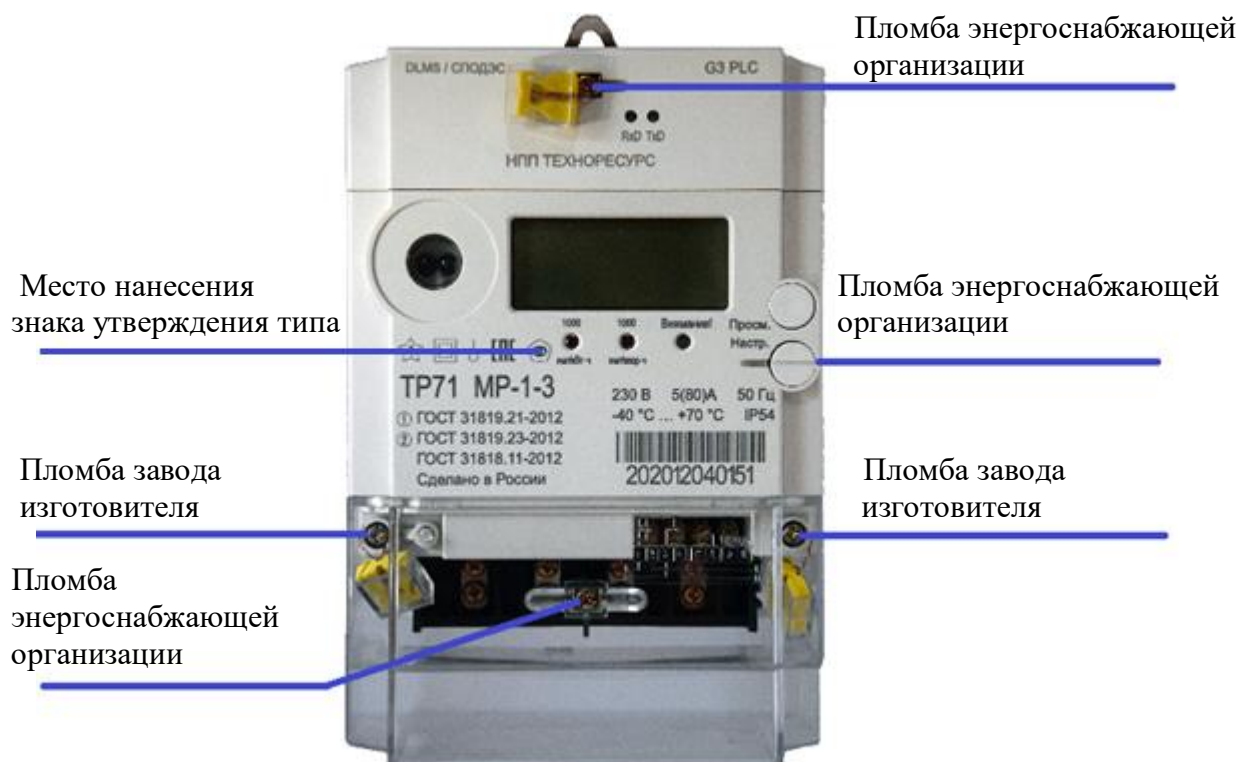


Рисунок 2 - Места пломбирования счетчика

Программное обеспечение

Встраиваемое программное обеспечение (далее - ПО) записывается в память микроконтроллера, с установкой бита защиты от считывания, до его монтажа на печатную плату. После установки бита защиты чтение и копирование ПО невозможно.

Корректировка метрологических коэффициентов, отвечающих за точность измерений, возможна только в процессе производства при снятом кожухе и установленной аппаратной перемычке. После удаления аппаратной перемычки и опломбировании корпуса изменение метрологических коэффициентов невозможно.

Изменение параметров пользователя, таких как тарифные расписания, исключительные дни, даты начала сезонов, текущее время и дата, интервалы усреднения мощности (профиля нагрузки), набор параметров, выводимых на индикацию в автоматическом режиме, время фиксации энергии на конец месяца, а также обнуление журналов событий, графиков нагрузки, значений энергетических параметров на конец месяца и конец суток возможно только после удаления пломбы энергоснабжающей организации, при наличии соответствующего ПО и знании паролей доступа к изменяемым параметрам.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО счетчика

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Для счетчиков с максимальным током 60 А	Для счетчиков с максимальным током 80 А
Идентификационное наименование ПО	TEU0010312040140	TEU0010312040150
Номер версии (идентификационный номер ПО)	RUDZY271N2305[60]1003	RUDZY271N2305[80]1003
Цифровой идентификатор ПО	532A372F	A2873F53

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Класс точности при измерении активной электрической энергии по ГОСТ 31819.21-2012	1
Класс точности при измерении активной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012	2
Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$, В	230
Рабочий диапазон напряжений, В	от 0,70 $U_{\text{ном}}$ до 1,20 $U_{\text{ном}}$
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Рабочий диапазон частоты сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Базовый ток, I_b , А	5; 10
Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$, А	60; 80
Стартовый ток (порог чувствительности), А	
- по активной энергии	$0,004 \cdot I_b$
- по реактивной энергии	$0,005 \cdot I_b$
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч (имп./квар·ч)	1000
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений текущего времени за сутки, с	0,5
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений текущего времени за сутки, с/°С в сутки	0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
1	2
Полная мощность, потребляемая цепью напряжения, В·А, не более:	
- с коммуникационным модулем	30
- без модуля	10

Продолжение таблицы 3

1	2
Активная мощность, потребляемая цепью напряжения, Вт, не более: с коммуникационным модулем - без модуля	6 2
Количество тарифов	4
Число сезонов	2
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015: - корпус счетчика - зажимная плата счетчика - съемный модуль	IP54 (без всасывания) IP30 IP54 (без всасывания)
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	10
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность (при +25 °С), %, не более	от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность (при +25 °С), %, не более	от -40 до +70 90
Габаритные размеры, мм, не более: - ширина - высота - глубина	132 209 70
Масса, кг, не более	0,7
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	215000
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на лицевой панели счетчика и титульных листах эксплуатационной документации методом офсетной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность счетчика

Наименование	Обозначение	Комплектность
Счетчик электрической энергии статический однофазный ТР71	_1)	1 шт.
Паспорт	СПТА.431232.002-01 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	QU 14.137:2020 РЭ	1 экз.
1) – Обозначение может изменяться в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4.1.1. документа QU 14.137:2020 РЭ. Руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии статическим однофазным ТР71

ГОСТ 22261-94 Средства измерения электрических и магнитных величин. 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 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

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

ТУ 4228-001-04676119-2020 Счетчики электрической энергии статические однофазные ТР71. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие Техноресурс» (ООО «НПП Техноресурс»)

ИНН 7706442187

Адрес: 109316, г. Москва, Волгоградский пр-т, д.45А, антр. 1, пом.1, к. 35

Телефон: +7 (495) 380-00-87

Факс: +7 (926) 220-60-63

Испытательный центр

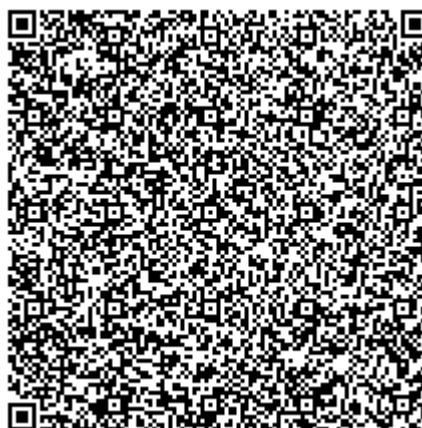
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6.

Тел. + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85130-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Детекторы масс-спектрометрические QSight

Назначение средства измерений

Детекторы масс-спектрометрические QSight (далее по тексту – детекторы) предназначены для измерений содержания компонентов, входящих в состав анализируемых проб природных и искусственных объектов.

Описание средства измерений

Принцип действия детекторов основан на ионизации молекул исследуемого вещества с образованием заряженных ионов, которые поступают в масс-анализатор, в котором осуществляется разделение ионов по отношению массы к заряду. Ионизация молекул исследуемого вещества производится распылением в электрическом поле (ESI «электроспрей»). Опционально детектор может быть оснащен блоком химической ионизации (APCI). Для регистрации ионов используются три масс-анализатора квадрупольного типа соединенные последовательно.

Конструктивно детектор выполнен в виде моноблока. Управление детектором осуществляется с помощью внешнего персонального компьютера, работающего под управлением ОС Windows.

Детекторы QSight выпускаются в виде следующих моделей: QSight 110, QSight 120, QSight 210, QSight 220, QSight 410, QSight 420. Модели отличаются друг от друга диапазоном массовых чисел и чувствительностью.

Детекторы могут быть использованы как отдельно (ввод проб осуществляется с помощью шприцевого насоса) так в составе жидкостных хроматографов (ВЭЖХ/УВЭЖХ), выпускаемых заводами, входящими в состав PerkinElmer, Inc., США, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и удовлетворяющими техническим требованиям, указанным в таблице 1.

Таблица 1- Технические требования к хроматографам

Наименование характеристики/параметра	Значение характеристики (описание параметра)
Термостатирование колонки	Наличие
Тип дозатора	Автоматический или ручной
СКО времени удерживания, %, не более	1,0

Корпуса детекторов всех моделей имеют одинаковый внешний вид, приведенный на рисунке 1.

Идентификация детектора проводится по наименованию и заводскому номеру. Заводской номер (serial number) наносится на табличку (шильд) находящуюся на задней панели детектора. Дополнительно на табличке (шильде) указано наименование изготовителя, обозначение детектора, и нанесены информационные и предупреждающие знаки. Фото шильда приведено на рисунке 2. Пломбирование детекторов не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (при его оформлении).



Место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 1 – Общий вид детектора масс-спектрометрического Q5ight.



Рисунок 2- Информационная табличка (шильд) детектора

Программное обеспечение

Детекторы оснащены встроенным программным обеспечением (прошивкой (firmware)) и автономным ПО Simplicity 3Q. Встроенное ПО является полностью метрологически значимым. К метрологически значимым модулям ПО Simplicity 3Q относятся модули Acquisition и Quantitation. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Встроенное ПО	Автономное ПО	
Идентификационное наименование ПО	—	Acquisition	Quantitation
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.11.	Не ниже 1.3.	Не ниже 1.3.
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—
Примечание: версия ПО может иметь дополнительные цифровые или буквенные суффиксы после второй цифры номера версии, указанной в третьей строке настоящей таблицы.			

Встроенное ПО предназначено для сбора данных и их передачи в автономное ПО и для реализации аппаратных функций детектора.

Автономное ПО выполняет следующие функции:

- управление детектором;
- настройка режимов работы;
- регистрацию масс-спектров;
- проведение диагностических проверок детектора;
- обработка и хранение результатов регистрации масс-спектров;

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массовых чисел, а.е.м.:	
-модели QSight 110 и QSight 120	от 5 до 2150
-модели QSight 210 и QSight 220	от 5 до 1500
-модели QSight 410 и QSight 420	от 5 до 1000
Чувствительность при вводе раствора фенола ⁽¹⁾ с концентрацией 0,1 мг/мл со скоростью 20 мкл/мин в режиме ионизации ESI (электроспрей) при отслеживании множественных реакций (MRM) для перехода m/z 95→77 а.е.м., имп/с, не менее:	
-модели QSight 110 и QSight 120	1·10 ⁴
-модели QSight 210 и QSight 220	5·10 ⁴
-модели QSight 410 и QSight 420	1·10 ⁵
Относительное СКО интенсивности выходного сигнала (по фенолу), %, не более	7,0
Примечание: ⁽¹⁾ ввод контрольного раствора фенола осуществляется непосредственно в детектор с помощью шприцевого насоса	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Отношение сигнал/шум приведенное к 1 фг левомицетина (в режиме ионизации ESI (электроспрей) при отслеживании множественных реакций (MRM) для перехода m/z 321→152 а.е.м.), не менее:	
-модели QSight 110 и QSight 120	60
-модели QSight 210 и QSight 220	200
-модели QSight 410 и QSight 420	500
Напряжение сетевого питания частотой (50±1) Гц, В	от 200 до 240
Потребляемая мощность, В·А, не более	6100
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	500×500×1100
Масса, кг, не более	150
Средний срок службы, лет	8
Наработка на отказ, ч, не менее	10000
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +30
- относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	90
⁽¹⁾ ввод контрольного раствора левомицетина осуществляется с помощью жидкостного хроматографа.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на лицевую панель корпуса детектора в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность детектора

Наименование	Обозначение	Количество
Детектор	QSight	1
Программное обеспечение	–	1
Руководство по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Детекторы масс-спектрометрические QSight. Руководство по эксплуатации» раздел «Разработка масс-спектрометрического метода и оптимизация параметров для анализа соединений»; при использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений применяется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к детекторам масс-спектрометрическим QSight

Техническая документация PerkinElmer, Inc., США

Изготовитель

PerkinElmer, Inc., США
Адрес USA, 940, Winter Street, Waltham, MA 02451
Телефон: +1 (781) 663-6900
Web-сайт: www.perkinelmer.com

Производственная площадка:
PerkinElmer, Inc., Канада
Адрес: 32 Nixon Rd., Bolton, ON L7E 1W2, Canada
Телефон: + 1 (905) 857-5665
Web-сайт: www.perkinelmer.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

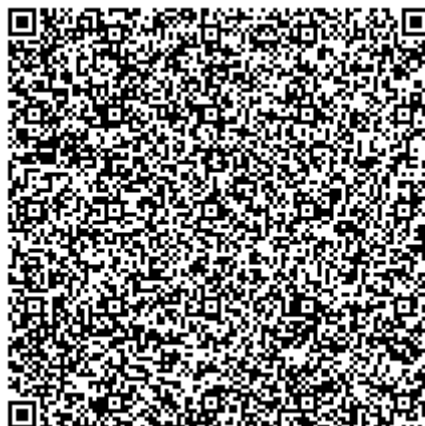
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85131-22

Лист № 1
Всего листов 49

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Воронежской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Воронежской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное), ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «ФСК ЕЭС», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1 - 109 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 110 - 113 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройства синхронизации времени УСВ-3, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики №№ 1 - 109 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1 - 109 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 110 - 113 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 – 7

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наимено-вание объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		УСПД	УСВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 110 кВ Бобров-тяговая (110/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод №2, ВЛ 110 кВ Бобров-Бобров-тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4					
		2	ПС 110 кВ Бобров-тяговая (110/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод №1, ВЛ 110 кВ Елань Колоено-тяговая - Бобров-тяговая с отпайкой на ПС	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1
								B	ТБМО-110 УХЛ1
C	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 №24218-03			A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07			ЕА02RALX-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Бобров-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф. ПГ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 Рег. №7069-07	A	ТОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Рег. №67628-17	A	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
				C	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №33786-07	A1140-05-RAL-BW-4T			
4	ПС 110 кВ Бобров-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 Рег. №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	-		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Рег. №67628-17	A	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
				C	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №33786-07	A1140-05-RAL-BW-4T			
5	ПС 110 кВ Бобров-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 Рег. №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	-		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Рег. №67628-17	A	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
				C	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №33786-07	A1140-05-RAL-BW-4T			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №3689-73	А	ТФНД-35М	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 Рег. №19813-00	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3					
7	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 Рег. №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 Рег. №19813-00	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
8	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 Рег. №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-06	А1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛО-10 3 УЗ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=100/5	В	-		
			Рег. №25433-11	С	ТЛО-10-3-УЗ		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100	В			
			№11094-87	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3					
10	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S	А	ТБМО-110 УХЛ1		
			КТТ=200/1	В	ТБМО-110 УХЛ1		
			Рег. №23256-05	С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-110 УХЛ1		
			КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		
			Рег. №24218-13	С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-06	А1802RALXQ-P4GB-DW-4					
11	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, Яч.2, ф.2	ТТ	КТ=0,2S	А	ТЛО-10		
			КТТ=150/5	В	-		
			Рег. №25433-03	С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100	В			
			Рег. №11094-87	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Журавка-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН- 10 кВ, сш 10 кВ, ф. 3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 Рег. №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4			
13	ПС 110 кВ Журавка-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН- 10 кВ, ф. ПГ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 Рег. №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4			
14	ПС 110 кВ Журавка-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ- 110 кВ, 2сш, ВЛ 110 кВ Кантемировка - Журавка- тяговая (ВЛ 110 кВ Кантемировка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 Рег. №61432-15	A	ТОГФ-110		
				B	ТОГФ-110		
				C	ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6				
15	ПС 110 кВ Журавка-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, 1сш, ВЛ 110 кВ Придонская - Журавка-тяговая (ВЛ 110 кВ Придонская-Журавка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 Рег. №61432-15	A	ТОГФ-110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				B	ТОГФ-110						
				C	ТОГФ-110						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1						
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4							
		16	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №26417-04			A	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
								B	-		
C	ТФЗМ-35А-У1										
ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70			A	ЗНОМ-35-65						
				B	ЗНОМ-35-65						
				C	ЗНОМ-35-65						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97			EA05RL-P2B-3							
17	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.2			ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 Рег. №26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						B	-				
		C	ТФЗМ 35А-У1								
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65						
				B	ЗНОМ-35-65						
				C	ЗНОМ-35-65						
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №1276-59	A	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3			
19	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 Рег. №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05L-P1В-3			
20	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, Яч.4, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №2363-68	A	ТПЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3			
22	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 Рег. №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3			
23	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6	
24	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 Рег. №25433-06	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	B			-
					C			ТЛО-10
		Счетчик			КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07			ЕА05RL-P2В-3
		25	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, Яч.1, ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 Рег. №25433-06			A
B	-							
C	ТЛО-10							
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05			A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				B				
				C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97			ЕА05RL-P2В-3				
26	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф. ПГ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 Рег. №664-51	A	ТФН-35			
				B	-			
				C	ТФН-35			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Елань Колоно- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4W			
28	ПС 110 кВ Елань Колоно- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод №6, ВЛ 110 кВ Елань Колоно- тяговая - Архангельское (ВЛ 110	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4W			
29	ПС 110 кВ Елань Колоно- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод №5, ВЛ 110 кВ Елань Колоно- тяговая - Листопадовка (ВЛ 110 к	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4W			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Елань Колоно-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод №4, ВЛ 110 кВ Елань Колоно-тяговая - Половцевотяговая с от	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-P3B-4					
31	ПС 110 кВ Елань Колоно-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод №2, ВЛ 110 кВ Елань Колоно-тяговая - Бобров-тяговая с отпай	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-P3B-4W					
32	ПС 110 кВ Елань Колоно-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод №3, ВЛ 110 кВ Елань Колоно-тяговая - НС-7 с отпайкой на ПС	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Елань Колоно- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, Ввод№1, ВЛ 110 кВ Елань Колоно- тяговая - Таловая-тяговая (ВЛ 110	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA02RALX-P3B-4					
34	ППС 110 кВ Елань Колоно- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №26417-04	A	ТФ3М 35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3					
35	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ №9 (Ф.2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 Рег. №3689-73	A	ТФНД-35М	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
37	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ №63 (Ф.3)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 Рег. №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
38	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 Рег. №7069-07,15128-07	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
39	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, Яч.2, КЛ-10 кВ №92 (Ф.2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 Рег. №25433-03	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	B			-	
					C			ТЛО-10	
		Счетчик			КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97			ЕА05RL-P2В-3	
			ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 Рег. №25433-11				A	ТЛО-10
								B	-
C	ТЛО-10								
40	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.3	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05L-P1В-3					
				ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 Рег. №25433-06			A	ТЛО-10
								B	-
C	ТЛО-10								
41	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, Яч.4, КЛ-10 кВ №94 (Ф.4)	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
43	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 Рег. №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3					
44	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 Рег. №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65У1		
				B	ЗНОМ-35-65У1		
				C	ЗНОМ-35-65У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 Рег. №21256-07	A	ТОЛ-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA05RL-P2B-3			
46	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 Рег. №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3			
47	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-27,5 кВ, ф. ПГ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №19720-06	A	ТВ-35		
				B	ТВ-35		
				C	ТВ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), КРУН-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 Рег. №15128-03	A	ТОЛ 10-I	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №31857-06	A1802RLX-P 4GB-DW-4					
49	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), КРУН-6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 Рег. №15128-03	A	ТОЛ 10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №31857-06	A1802RLX-P4GB-DW-4					
50	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нововоронежская АЭС - Лис	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 Рег. №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), РУ-10 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 Рег. №15128-03	A	ТОЛ 10-I	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №16687-02	A	НАМИТ-10-1 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3					
52	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лиски-Лиски-тяговая №1 (В	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-P3В-4					
53	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод- тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лиски-Лиски-тяговая №2 (В	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-P3В-4W					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод-тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нововоронежская АЭС - Лис	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 Зав. № 000890	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4W			
55	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод-тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), РУ-10 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 Рег. №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №16687-02	A	НАМИТ-10-1 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2B-3					
56	ПС 110 кВ Острожок-тяговая (110/27,5/6 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Острогожск- тяговая (110/27,5/6 кВ), РУ- 6 кВ, ф.8	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 Рег. №25433-11	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 Рег. №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3			
58	ПС 110 кВ Острогожск- тяговая (110/27,5/6 кВ), РУ- 6 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 Рег. №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3			
59	ПС 110 кВ Острогожск- тяговая (110/27,5/6 кВ), РУ- 6 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 Рег. №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 Рег. №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Острогожск- тяговая (110/27,5/6 кВ), РУ- 6 кВ, ф. ПП	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 Пер. №1261-59	A	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 Пер. №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Пер. №16666-07	EA05RL-P2B-3					
61	ПС 110 кВ Острогожск- тяговая (110/27,5/6 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Пер. №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Пер. №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Пер. №16666-07	EA02RALX-P3B-4					
62	ПС 110 кВ Острожка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), РУ-6 кВ, ф.6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 Пер. №25433-07	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Пер. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Пер. №16666-07	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), РУ-6 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 Рег. №1856-63	A	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
64	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), РУ-6 кВ, ф.9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 Рег. №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05L-P1B-4					
65	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
67	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), РУ-6 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
68	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), РУ-6 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 Рег. №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), РУ-6 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 Рег. №1856-63	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
70	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), РУ-6 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 Рег. №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
71	ПС 110 кВ Отрощка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 №23 (Ф.5)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №26417-04	А	ТФЗМ 35А-У1		
				В	-		
				С	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 №22 (Ф.3)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 Рег. №664-51	A	ТФН-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3			
73	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая (110/35/27,5/6 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 №21 (Ф.4)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 Рег. №3690-73,3689-73	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA02RL-P2B-4			
74	ПС 110 кВ Поворино-тяговая (110/27,5/6 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
75	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), КРУН-6 кВ, ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 Рег. №25433-11	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-Р2В-3					
76	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), КРУН-6 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 Рег. №25433-11	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RAL-Р4В-3					
77	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), КРУН-6 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 Рег. №25433-11	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-Р2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), КРУН-6 кВ, Яч.12, ф.12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №25433-11	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.05					
79	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), КРУН-6 кВ, Яч.11, ф.11	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.05					
80	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), КРУН-6 кВ, ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 Рег. №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 Рег. №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 Рег. №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
82	ПС 110 кВ Поворино- тяговая (110/27,5/6 кВ), КРУН-6 кВ, ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 Рег. №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 Рег. №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA05RL-P2B-3					
83	ПС 110 кВ Подгорное- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУ-10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 Рег. №9143-01	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 Рег. №57274-14	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Подгорное- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУ-10 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 Рег. №25433-07	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 Рег. №57274-14	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA05RL-P2B-3			
85	ПС 110 кВ Подгорное- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 Рег. №30489-09	A	TG145N		
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №15852-96	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA02RALX-P3B-4W			
86	ПС 110 кВ Подгорное- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 Рег. №30489-09	A	TG145N		
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №47846-11	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	EA02RALX-P3B-4W			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Половцево- тяговая (110/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110-УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 Рег. №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
88	ПС 110 кВ Половцево- тяговая (110/27,5/10 кВ), ОРУ-27,5 кВ, ф. ПГ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 Рег. №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3					
89	ПС 110 кВ Половцево- тяговая (110/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 Рег. №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 Рег. №21256-03	A	ТОЛ 35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 Рег. №19813-00	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3			
91	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №3690-73,664-51	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3			
92	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 Рег. №664-51	A	ТФН-35		
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RAL-P4В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
93	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 Рег. №26813-06	A	ТРГ-110П*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	ТРГ-110П*				
				C	ТРГ-110П*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
		94	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ №4 (Ф.4)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 Рег. №25433-06			A	ТЛО-10
								B	-
C	ТЛО-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-00			A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07			ЕА05RL-Р2В-3					
95	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ №5 (Ф.5)			ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 Рег. №25433-11	A	ТЛО-10		
						B	-		
		C	ТЛО-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №831-69	A	НТМИ-10-66				
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-27,5 кВ, ф. ПГ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 Рег. №21256-07	A	ТОЛ-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3					
97	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 Рег. №26813-06	A	ТРГ-110П*		
				B	ТРГ-110П*		
				C	ТРГ-110П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-P3В-4W					
98	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ №1 (Ф.1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 Рег. №22192-03	A	ТПЛ-10-М		
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
99	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.8	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
			КТТ=150/5	B	-		
			Пер. №25433-11	C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			Пер. №20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Пер. №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
100	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10		
			КТТ=200/5	B	-		
			Пер. №45040-10	C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			Пер. №20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Пер. №16666-07	ЕА05RL-P2B-3					
101	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛО-10		
			КТТ=200/5	B	-		
			Пер. №25433-11	C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			Пер. №20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Пер. №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
102	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №25433-11	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RL-P2В-3					
103	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая - Таловая- тяговая (ВЛ 110 кВ Елань Колено	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 Рег. №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110УХЛ1		
				C	ТБМО-110УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА02RALX-P3В-4W					
104	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), КРУН-10 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 Рег. №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 Рег. №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-07	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
105	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), ОРУ-27,5 кВ, ф. ПГ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 Рег. №26417-06	A	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТФЗМ-35А-У1				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65				
				B	-				
				C	ЗНОМ-35-65				
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 Рег. №16666-07	ЕА05L-P1B-3					
		106	ПС 110 кВ Таловая-тяговая (110/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Таловая- тяговая-Таловая-районная	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 Рег. №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1
								B	ТБМО-110 УХЛ1
C	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 Рег. №24218-03			A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 Рег. №16666-07			ЕА02RALX-P3B-4W					
107	ПС 110 кВ Райновская- тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ф. ПГ			ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 19720-06	A	ТВ-35-II		
						B	-		
		C	ТВ-35-II						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1				
				B					
				C					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1 К _{сч} = 1 № 16666-07	ЕА05RAL-P4B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
108	ПС 110 кВ Лиски тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №69460-17	A	TB-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСБ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	TB-35		
				C	TB-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. №16666-97	EA05RL-P2B-3					
109	ПС 110 кВ Лиски тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 Рег. №69460-17	A	TB-35		
				B	TB-35		
				C	TB-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	EA05RL-P2B-3					
110	ПС 220 кВ Придонская, ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Придонская - Сергеевка- тяговая 1 цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=750/1 Рег. №30489-09	A	TG145N	TK16L, Рег. №36643-07	СТБ-01 Рег. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Рег. № 40586-12
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №25971-06	EPQS 114.23.27LL					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
111	ПС 220 кВ Придонская, ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Придонская - Сергеевская - тяговая 2 цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=750/1 Рег. №30489-09	A	TG145N	TK16L, Рег. №36643-07	СТВ-01 Рег. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №25971-06	EPQS 114.23.27LL					
112	ПС 220 кВ Придонская, ОРУ 110 кВ, ОВ-110-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/1 Рег. №64839-16	A	ТФНД-110М-П		
				B	ТФНД-110М-П		
				C	ТФНД-110М-П		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №25971-06	EPQS 113.23.27LL					
113	ПС 220 кВ Придонская, ОРУ 110 кВ, ОВ-110-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/1 Рег. №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 Рег. №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1,2,8,10,14,15,35,42, 50, 52-54, 56,61, 65, 66, 74,81,85-87, 89, 93, 97,103,106,110,111, 113	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3,24,25,38- 41,43,48,49,51,55,62,64, 94,95	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
4-7,16-23,26, 34,36,37, 44-47,63,67-72,75-80, 82,88,91,92,96, 98-102, 104,105,107-109	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
9,58-60,83	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
112	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,6
11,57,84	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,3	4,0
12,13,90	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
27-33	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
73	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11, ТУ 4228-011-29056091-05 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ТК16L - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -25 до +60 от +1 до +50 от -20 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от +5 до +50 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии EPQS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1140: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 80000 72 120000 72 70000 72 150000 72 140000 72

Продолжение таблицы 7

1	2
УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 24 100000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	7 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	7 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	72 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	70 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	14 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТВ (ТВ-35)	8 шт.
Трансформаторы тока	TG145N	12 шт.
Трансформаторы тока	ТРГ-110П*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	7 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-110М-ІІ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	39 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-1 УХЛ1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	10 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	72 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6 шт.
Трансформаторы напряжения	СРА 123	6 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	Альфа А1140	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	15 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	90 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	1 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.164.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Воронежской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Воронежской области

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

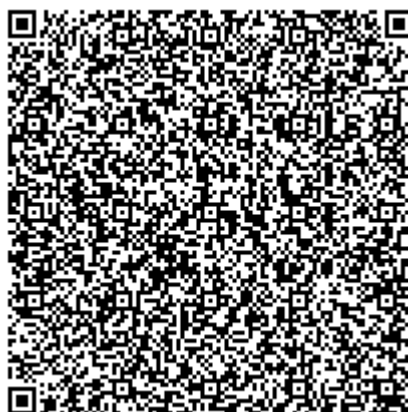
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа
«КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85132-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства контроля шахтной атмосферы MPS-03-NG

Назначение средства измерений

Устройства контроля шахтной атмосферы MPS-03-NG (далее - приборы MPS-03-NG) предназначены для измерений температуры воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов MPS-03-NG основан на измерении и преобразовании сигналов встроенного преобразователя температуры в цифровую форму быстродействующим АЦП, установки пороговых значений температуры и вывода результатов измерений на дисплей и в виде аналоговых или цифровых сигналов на устройство оповещения о тревоге и на ПК.

Конструктивно прибор MPS-03-NG выполнен в металлическом корпусе с кронштейном для подвески. Дисплей, кнопки управления режимами работы расположены под дверцей со стеклом, фиксируемой четырьмя винтами, на торцевой панели снизу находится преобразователь температуры и разъем подключения кабеля напряжения питания и выходных сигналов.

Маркировка приборов MPS-03-NG выполнена на шильдике, который находится на тыльной стороне корпуса и содержит: обозначение – MPS-03-NG; фирменный знак предприятия-изготовителя, заводской номер по принятой нумерации предприятия – изготовителя, год изготовления, знак утверждения типа и другие параметры.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (в случае его оформления) и (или) в паспорт.

Общий вид средства измерений, схема пломбирования от несанкционированного доступа и место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунках 1-3.



Рисунок 1 - Общий вид прибора MPS-03-NG

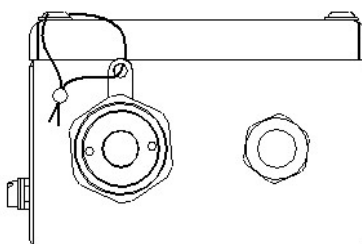


Рисунок 2 - Схема пломбирования от несанкционированного доступа

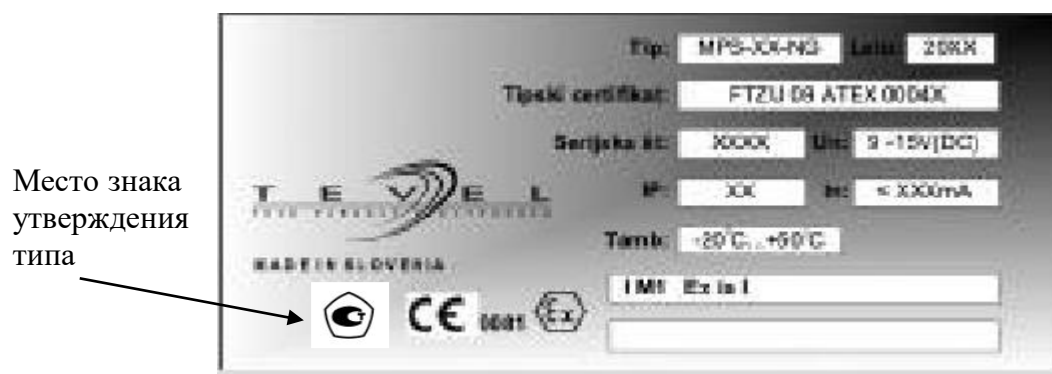


Рисунок 3 – Место нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Прибор MPS-03-NG функционирует под управлением встроенного программного обеспечения, которое является его неотъемлемой частью. Программное обеспечение осуществляет функции сбора, обработки, передачи и представления измерительной информации, а также формирования выходного унифицированного сигнала, эквивалентного измеренной температуре.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, соответствует уровню «высокий» по Р50.2.077-2014.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TEVEL
Номер версии (идентификационный номер), не ниже	v1.522

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -20 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, °C	±0,6

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наименьший разряд цифрового кода отсчетного устройства в режиме измерений	0,1
Напряжение питания постоянным током, В	от 9 до 15
Габаритные размеры (высота× ширина×глубина), мм, не более - длина кабеля, м (по заказу)	400×126×90 от 5 до 1000
Масса, кг, не более	3
Аналоговые выходные сигналы (в соответствии с заказом) токовый, мА напряжения, В частотный, Гц	от 0,2 до 1,0; от 4,0 до 20,0 от 0,4 до 2,0; от 1,0 до 5,0 от 5 до 15
Цифровые выходные сигналы	релейный выход
Параметры соединения релейных входных и выходных сигналов	макс. 30 В, 250 мА, 3 Вт
Маркировка взрывозащиты	Ex PO Ex ia I Ma X
Условия эксплуатации: диапазон температуры окружающего воздуха, °C относительная влажность воздуха, % атмосферное давление, кПа	от -20 до +50 до 95 (без конденсации) от 70,0 до 120,0
Наработка до отказа, ч	89532
Срок службы, лет, не менее	7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом и на корпус прибора MPS-03-NG в виде наклейки на шильдик.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность прибора MPS-03-NG

Наименование	Обозначение	Количество на изделие, шт.
Устройство контроля шахтной атмосферы	MPS-03-NG	1
Кабель		1
Паспорт	ПС	1
Руководство по эксплуатации	РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 руководства по эксплуатации «Устройства контроля шахтной атмосферы MPS-03-NG».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к устройствам контроля шахтной атмосферы MPS-03-NG

ГОСТ 8.558- 2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

Техническая документация фирмы TEVEL d.o.o., Словения

Изготовитель

Фирма TEVEL d.o.o., Словения

Адрес: Borovniko naselje 7 SI-1412 Kisovec,

Телефон: +386 3 56 72 050, факс: +386 3 56 71 119

Web-сайт: www.tevel.si

E-mail: info@tevel.si

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

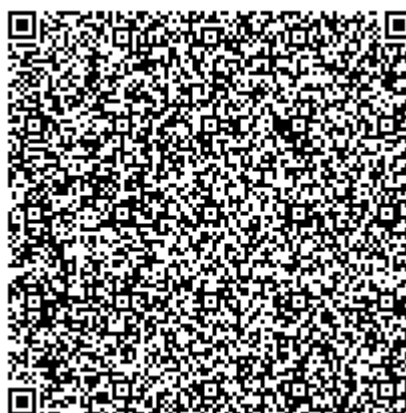
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85133-22

Лист № 1
Всего листов 34

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Карелия

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Карелия (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ (ИК № 66) состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональный счетчик активной и реактивной электрической энергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

АИИС КУЭ (ИК №№ 1-65) состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное), ПАО «ФСК ЕЭС», филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «ФСК ЕЭС», сервер филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Сервер филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчика (ИК № 66) по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации - не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1 – 8, 14-65 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 9-11 – на входы УСПД филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго», с выходов счетчиков ИК №№ 12-13 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго» на сервер филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго», с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

В случае отказа УСПД или сервера филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго» опрос счетчиков ИК №№9-11 производится по каналу связи стандарта GSM через сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Передача информации об энергопотреблении от сервера филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго» на сервер ОАО «РЖД» производится по основному каналу связи через УСПД ОАО «РЖД».

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы сервера филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, устройства синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго» синхронизируются от сервера филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики №№ 1 – 8, 14-65 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1 – 8, 14-65 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики №№ 9-11 синхронизируются от УСПД филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый). В случае отказа УСПД или сервера филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»-«Карелэнерго» показания часов счетчиков ИК №№9-11 сравниваются с показаниями часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с периодичностью не реже одного раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 12,13 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчика ИК № 66 и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляется один раз в 30 минут. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 – 7

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		УСПД	УСВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС-65 Заводская 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-172	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №30489-05	A	TG145N	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100:√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
2	ПС-65 Заводская 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-181	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №30489-05	A	TG145N		
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
3	ПС-65 Заводская 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ОБ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30489-05	A	TG145N	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 Зав. № 001130	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	TG145N				
				C	TG145N				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		4	ПС-65 Заводская 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-182	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30489-05			A	TG145N
								B	TG145N
C	TG145N								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-08			A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС-65 Заводская 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-171			ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30489-05	A	TG145N		
						B	TG145N		
		C	TG145N						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	РП 220 кВ Сегежа, ОРУ-220 кВ, ВО-220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	РП 220 кВ Сегежа, ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Сегежа-Медвежьегорск с отпайкой на ПС Раменцы (Л-203)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	РП 220 кВ Сегежа, ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Ондская ГЭС - Сегежа (Л-233)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС-12 Беломорск 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-160	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №16023-97	A	ТФМ-110	RTU-325L Рег. №37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №14205-94	A	НКФ-110-57У1		
				B	НКФ-110-57У1		
				C	НКФ-110-57У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					
10	ПС-12 Беломорск 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-159	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №16023-97	A	ТФМ-110		
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №14205-94	A	НКФ-110-57У1		
				B	НКФ-110-57У1		
				C	НКФ-110-57У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					
11	ПС-12 Беломорск 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ОБ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №16023-97	A	ТФМ-110		
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №14205-94	A	НКФ-110-57У1		
				B	НКФ-110-57У1		
				C	НКФ-110-57У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 330 кВ Кондопога (ПС-91) 330/220/35/10 кВ, ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Кондопога - Кондопога (Л-214)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-325 Пер. № 19495-03	СТВ-01 Пер. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: √3/100: √3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
13	ПС 330 кВ Кондопога (ПС-91) 330/220/35/10 кВ, ОРУ-220 кВ, Ввод АТ-1 220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-325 Пер. № 19495-03	СТВ-01 Пер. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: √3/100: √3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
14	ПС-84 Сумпосад, ОРУ-110 кВ, Ввод-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 16023-97	A	ТФМ-110	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: √3/100: √3 №14205-94	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС-84 Сумпосад, ОРУ-110 кВ, Ввод-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 № 16023-97	А	ТФМ-110		
				В	ТФМ-110		
				С	ТФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №14205-94	А	НКФ-110-57		
				В	НКФ-110-57		
				С	НКФ-110-57		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B4					
16	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86),ОРУ 110 кВ, ввод Л-86	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000:√3/100:√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
17	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86), ОРУ 110 кВ, ввод Л-87	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000:√3/100:√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС Раменцы-тяговая 220/27,5 кВ, Ввод Т-1 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000: √3/100: √3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
19	ПС Медгора-тяговая 220/27,5/10 кВ, Ввод Т-1 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №,27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000: √3/100: √3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
20	ПС Медгора-тяговая 220/27,5/10 кВ, Ввод Т-2 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000: √3/100: √3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВТ1-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
22	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВТ2-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
23	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л- 87	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №60541-15, 23256-05, 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-150	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №27069-05, 27069-05, 60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
25	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, Ввод Т2 - 10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №25433-11	A	ТОЛ-10		
				B	ТОЛ-10		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-РЗВ-4					
26	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, Ввод Т1 - 10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №25433-11	A	ТОЛ-10		
				B	ТОЛ-10		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, РУ-10 кВ, ф. Вв-2 ТЗ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-3					
28	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, РУ-10 кВ, ф. Вв-1 ТЗ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-3					
29	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС-43 Полярный Круг- тяговая 110/35/27,5/10 кВ, Ввод Т1 - 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФЗМ-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
31	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-154	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
32	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, ОРУ 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лоухи - Лоухи-тяговая №1 (Л-198)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
34	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-149	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
35	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, РУ-10 кВ, яч.17, КЛ-10 кВ Л-47-04	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, РУ- 10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ Л- 47-02	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4					
37	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, РУ- 10 кВ, яч.4, КЛ-10 кВ Л-47- 03	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
38	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, РУ- 10 кВ, яч.8, КЛ-10 кВ Л-47- 01	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, РУ-10 кВ, яч.6, КЛ-10 кВ Л-47-05	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					
40	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лоухи - Лоухи-тяговая №2 (Л-199)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
41	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) 110/27,5/10 кВ, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-153	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	ПС-48 Энгозеро-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-154	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-Р4В-4W					
43	ПС-48 Энгозеро-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Т-2 – 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
44	ПС-48 Энгозеро-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Т-1 – 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6			
45	ПС-48 Энгозеро-тяговая 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ Л-48-11 (Калгалакша)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-11	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17			
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	B			-		
				КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	C			ТЛО-10		
		Счетчик		КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
			46	ПС-48 Энгозеро-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-155	ТТ			КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1
								ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	B
КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	C	ТБМО-110 УХЛ1								
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	НАМИ-110 УХЛ1								
	47	ПС-49 Кузема-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-155			ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	НАМИ-110 УХЛ1		
						ТН	КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03	B	НАМИ-110 УХЛ1	
КТ=0,2 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №24218-03			C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик			КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС-49 Кузема-тяговая 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ Л-49-10	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №25433-03	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
49	ПС-49 Кузема-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-156	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-02	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-13,24218-03,24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
50	ПС-50 Кемь-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т1 - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
51	ПС-50 Кемь-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т2 - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
52	ПС-51 Беломорск-тяги 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т2 - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №40088-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №40088-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
53	ПС-51 Беломорск-тяги 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т1 - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №40088-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №40088-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС-61 Идель-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т2 - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
55	ПС-61 Идель-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т1 - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №14205-05	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
56	ПС-82 Ладва-ОЖД 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.10, Л-82-10	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000: √3/100: √3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
57	ПС-82 Ладва-ОЖД 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т2 - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №15651-06	A	TG145N	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000: √3/100: √3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4W					
58	ПС-82 Ладва-ОЖД 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.12, Л-82-12	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000: √3/100: √3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
59	ПС-82 Ладва-ОЖД 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.3, Л-82-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000: √3/100: √3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06-10		
				B	ЗНОЛ.06-10		
				C	ЗНОЛ.06-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
60	ПС-82 Ладва-ОЖД 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод Т1 - 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №15651-06	A	TG145N	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	TG145N		
				C	TG145N		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4W					
61	ПС-82 Ладва-ОЖД 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.11, Л-82-11	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
62	ПС-82 Ладва-ОЖД 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.4, Л-82-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	ПС-84 Сумпосад 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.12, Л-84-12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-01	А	ТЛК-10-6	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСБ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК-10-6		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000: √3/100: √3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
64	ПС-84 Сумпосад 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.6, Л-84-06	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-01	А	ТЛК-10-6	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСБ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК-10-6		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000: √3/100: √3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
65	ПС 110 кВ Малошуйка тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 19495-03	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСБ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000:√3/100:√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
66	ЦРП 10 кВ, яч. 5, Кл 10 кВ Ф. ФК	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №47958-11	А	ТПОЛ	-	-
				В	ТПОЛ		
				С	ТПОЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-8,12-24,31-34, 40-42,46,47,49-53,65	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
9-11,27,28,30, 48,56,58,59,61,62	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
25,26,35-39,57	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
29,43,44	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,3	4,0
45,54,55,60	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
63,64	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
66	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +23
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325L - для УСПД RTU-325 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от -10 до +55 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от -40 до +60 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 140000 72 120000 72 35000 24 100000 24 40000 24

Продолжение таблицы 7

1	2
УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 24
ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	0,99 1 45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-110	15 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	TG 145N	21 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	69 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	24 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО -10	20 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10-6	4 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	21 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	21 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	34 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	31 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	4 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.178.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Карелия», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Карелия

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

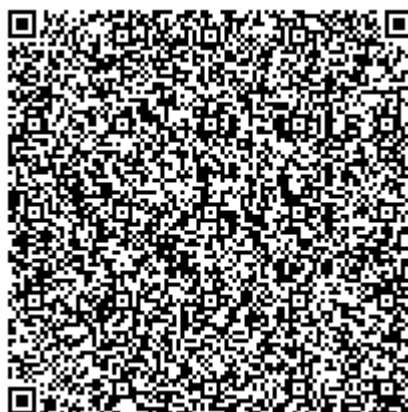
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85134-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тамбовской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тамбовской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное типа ЭКОМ-3000 и/или резервное типа RTU-327);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на серверы ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от серверов ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД (основных и резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК	
1	2	3		4		5	6	
1	ПС 27,5 кВ Богоявленск тяговая, ОРУ 27,5 кВ, ввод 1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №3186-72	A	ТВ-35/25	RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г, рег. №58301-14/ УСВ-3, рег. № 51644-12/ Метроном-50М, рег. № 68916-17.	
				B	-			
				C	ТВ-35/25			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	-			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3				
2	ПС 27,5 кВ Богоявленск тяговая, ОРУ 27,5 кВ, ввод 2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №3186-72	A	ТВ-35/25	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		
				B	-			
				C	ТВ-35/25			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	-			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 27,5 кВ Богоявленск тяговая, ОРУ 27,5 кВ, ф.ДПР-3 Павелец	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 64181-16	A	TB	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	ССВ-1Г, рег. №58301-14/ УСВ-3, рег. № 51644-12, / Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	TB		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	3НОМ-35-65		
				B	3НОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
4	ПС 27,5 кВ Богоявленск тяговая, ОРУ 27,5 кВ, ф.ДПР-2 Мичуринск	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 64181-16	A	TB		
				B	TB		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	3НОМ-35-65		
				B	3НОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
5	ПС 27,5 кВ Богоявленск тяговая, ОРУ 27,5 кВ, ф.ДПР-1 Рязань	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 64181-16	A	TB		
				B	TB		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	3НОМ-35-65		
				B	3НОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					
6	ПС 27,5 кВ Богоявленск тяговая, Панель СН 0,23 кВ, ввод 1 0,23 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №22656-07	A	T-0,66		
				B	T-0,66		
				C	T-0,66		
		ТН					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-P1B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
7	ПС 27,5 кВ Богоявленск тяговая, Панель СН 0,23 кВ, ввод 2 0,23 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №22656-07	A	T-0,66	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	ССВ-1Г, рег. №58301-14/ УСВ-3, рег. № 51644-12, / Метроном-50М, рег. № 68916-17.
		ТН	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-P1B-4			
8	ПС 110 кВ Никольская тяговая, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/110/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
9	ПС 110 кВ Никольская тяговая, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/110/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Никольская тяговая, ОРУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, ф.ДПР-1 Мичуринск	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №19720-06	A	TB		
				B	TB		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
11	ПС 110 кВ Никольская тяговая, ОРУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, ф.ДПР-2 Грязи	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №19720-06	A	ТВ	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г, рег. №58301-14/ УСВ-3, рег. № 51644-12/ Метроном-50М, рег. № 68916-17.
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
12	ПС 110 кВ Никольская тяговая, ГРШ 0,23 кВ, ф.Дома	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №29482-07	A	T-0,66		
				B	T-0,66		
				C	T-0,66		
		ТН	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RAL-B-4			
13	ПС 110 кВ Симская-тяга, РУ 10 кВ, Ввод 1 10кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1,2,4,13	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
3,5,10,11	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
6,7	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,4
8,9	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
12	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-05, ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +23

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД RTU-327 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -40 до +35 от -40 до +65 от 0 до +40 от +1 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 80000 72 120000 72 35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТВ-35/25	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВ	10 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	9 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3 шт.

Продолжение таблицы 7

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	11 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Формуляр	13526821.4611.152.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тамбовской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тамбовской области

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа
«КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

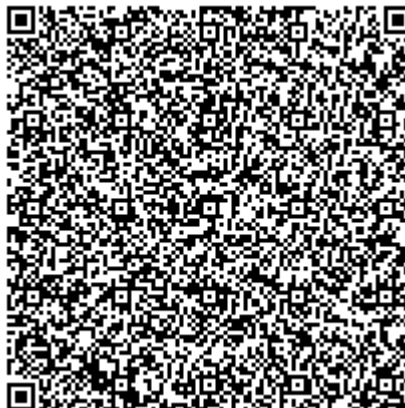
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85135-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Филатово»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Филатово» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и

средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Филатово» ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
---	-----

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Филатово, ввод 0,4 кВ ТСН-47	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S к.т-р. 400/5 рег.№ 47957-11	-	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10 / РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
2	ПС 220 кВ Филатово, ввод 0,4 кВ ТСН-48	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S к.т-р. 400/5 рег.№ 47957-11	-	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

Примечания:

- Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,4	4,6	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,0	1,5	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	3,8	2,3	4,0	2,6		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,3	1,4	2,7	1,9		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,5	1,0	2,0	1,6		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,5	1,0	2,0	1,6		
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5					
Примечания:							
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).							
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95.							
3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ - для счетчиков - для УСПД - для РСТВ	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -60 до +70 от -40 до +65 от 0 до +50 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ-01-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
УСПД	RTU-325T	1 шт.
РСТВ	РСТВ-01-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.060.291.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Филатово», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Филатово»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

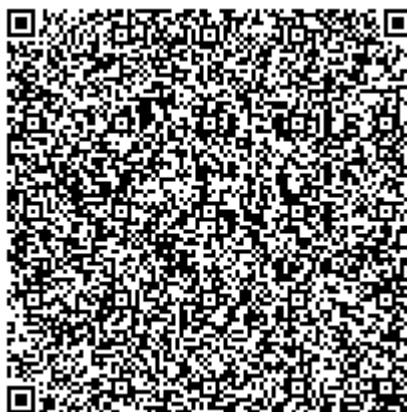
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85136-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Центролит»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Центролит» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и

средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Центролит» ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
--	-----

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 16, КЛ-10кВ КЛС-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =600/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
2	ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч. 43, КЛ-10 кВ КЛС-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =1000/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
3	ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.42 Энерголин	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =400/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ АО ТФ "Ватт"	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
5	ЗРУ-10 кВ, 4СШ 10 кВ, яч 50, КЛ-10 кВ ГНС	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
6	ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч 12, КЛ-10 кВ Центролит сервис	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
7	ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.54, КЛ-10кВ СЗССП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5, КЛ-10кВ СЗССП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
9	ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ АО ТФ "Ватт"	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
10	ЗРУ-10 кВ, 4СШ 10 кВ, яч 33, КЛ-10 кВ МДС	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
11	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.15 СЗЛК	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч 47, КЛ-10 кВ ЗАО Цветлит	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
13	ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч 24, КЛ-10 кВ Завод КПП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
14	ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч 41, КЛ-10 кВ Завод КПП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
15	ЗРУ-10 кВ, 4СШ 10 кВ, яч 38, КЛ-10 кВ ГРС	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ЗРУ-10 кВ, 4СШ 10 кВ, яч 44, ЛЭП-10 кВ Мусоросортировочный комплекс 2	ТЛК кл.т. 0,5S Ктт=100/5 рег.№ 42683-09	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
17	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч 13, ЛЭП-10 кВ Мусоросортировочный комплекс 1	ТЛК кл.т. 0,5S Ктт=100/5 рег.№ 42683-09	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
18	ЗРУ-10 кВ, 4СШ 10 кВ, яч. 52, КЛ-10 кВ КЛС-3	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2S Ктт=1500/5 рег.№ 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 9, КЛ-10 кВ КЛС-4 (КЛ-10 кВ ф. 9 ГПП-1, КЛС-4)	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2S КТТ=1500/5 рег.№ 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 – 17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
18, 19 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1 – 17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,1	2,5	5,1	3,9		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,8	1,9	4,2	3,5		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
18, 19 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,3	1,7	3,8	3,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,0	1,5	3,7	3,3
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для РСТВ	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -40 до +40 от -10 до +40 от -20 до +60 от +5 до +50

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L.31: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ-01-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 55000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

–резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	30 шт.
Трансформатор тока	ТЛК	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	19 шт.
УСПД	TK16L.31	1 шт.
РСТВ	РСТВ-01-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.278.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Центролит», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Центролит»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

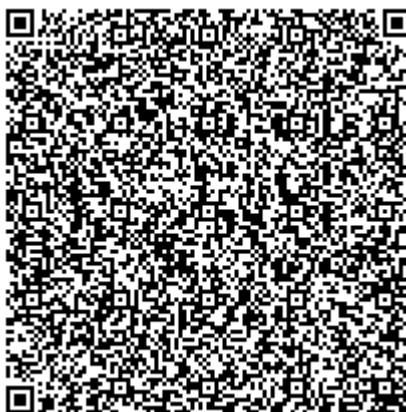
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85137-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Тюрлема»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Тюрлема» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервере баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Тюрлема» ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Чебоксарская ГЭС - Тюрлема	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт=1200/5 рег.№ 52260-12	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 20344-05	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
2	ОРУ-110 кВ, яч.4 ВЛ- 110 кВ Тиньговатово- Тюрлема с отпайками (ВЛ-110 кВ Тиньговатово- Тюрлема)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
3	ОРУ-110 кВ, яч.7 ВЛ-110 кВ Канаш- Тюрлема с отпайками (ВЛ-110 кВ Канаш- Тюрлема)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОРУ-110 кВ, яч.12 ВЛ-110 кВ Зеленодольская- Тюрлема с отпайкой на ПС 110 кВ Свияжск (ВЛ-110 кВ Зеленодольская- Тюрлема)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
5	ОРУ-110 кВ, яч.15 ВЛ-110 кВ Тюрлема- Тяга-1	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
6	ОРУ-110 кВ, яч.17 ВЛ-110 кВ Тюрлема- Тяга-2	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
7	ОРУ-110 кВ, яч.3 ОВ-110кВ	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=500/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ОРУ-110 кВ, яч.6 ВЛ-110 кВ Тюрлема- Козловка (ВЛ-110 кВ Козловка-1)	ТРГ-110 II* кл.т. 0,2 Ктт=600/5 рег.№ 26813-06	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
9	ОРУ-110 кВ, яч.19 ВЛ-110кВ Тюрлема - Бишбатман	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/1 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
10	ОРУ-110 кВ, яч.18 ВЛ-110кВ Тюрлема- Нурлаты (ВЛ 110 кВ Федоровская)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/1 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
11	ЗРУ-10 кВ, яч. 9, ВЛ-10 кВ Чешлама	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ЗРУ-10 кВ, яч.11 ВЛ-10 кВ Масловка-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
13	ЗРУ-10 кВ, яч.13 ВЛ-10 кВ Курочкино	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
14	ЗРУ-10 кВ, яч.15 ВЛ-10 кВ Телевышка-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
15	ЗРУ-10 кВ, яч.19 ВЛ-10 кВ СТК-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ЗРУ-10 кВ, яч. 6 ВЛ-10 кВ СТК-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
17	ЗРУ-10 кВ, яч. 8 ВЛ-10 кВ Телевышка-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
18	ЗРУ-10 кВ, яч.10 ВЛ-10 кВ Масловка-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
2 – 7, 9, 10 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
8 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,5	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
11 – 18 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,6	3,7	3,4		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	1,4	3,6	3,3		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2 – 7, 9, 10	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	1,7	3,8	3,4
(ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,0	1,5	3,7	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
8	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	2,1	4,0	3,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,7	1,4	3,5	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
11 – 18	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,1	2,5	5,1	3,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,8	1,9	4,2	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ - ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для РСТВ	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -20 до +60 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ-01-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 55000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

–резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110 УХЛ1*	24 шт.
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	16 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	18 шт.
УСПД	ТК16L	1 шт.
РСТВ	РСТВ-01-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.289.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Тюрлема», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Тюрлема»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

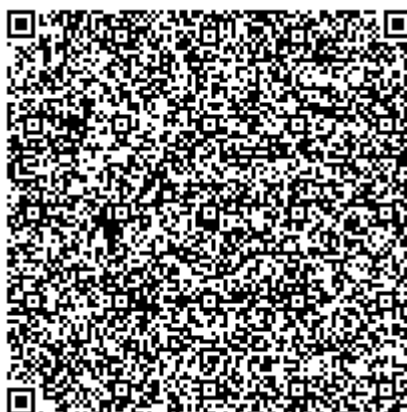
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421
Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3
Телефон: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48
E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85138-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Ермолово»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Ермолово» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и

средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Ермолово» ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
--	-----

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Ермолово, ввод 0,4 кВ ТСН-41	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S к.т-р. 200/5 рег.№ 47957-11	-	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10 / РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
2	ПС 220 кВ Ермолово, ввод 0,4 кВ ТСН-42	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S к.т-р. 200/5 рег.№ 47957-11	-	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
3	ПС 220 кВ Ермолово, 1 СцШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-43	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S к.т-р. 400/5 рег.№ 47957-11	-	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 220 кВ Ермолово, 2 СцШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-43	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S к.т-р. 400/5 рег.№ 47957-11	-	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10 / РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная

Примечания:

1 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1-4 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,4	4,6	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,0	1,5	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1-4 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	3,8	2,3	4,0	2,6		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,3	1,4	2,7	1,9		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,5	1,0	2,0	1,6		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,5	1,0	2,0	1,6		
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5					
Примечания:							
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).							
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95.							
3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ - для счетчиков - для УСПД - для РСТВ	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -60 до +70 от -40 до +65 от 0 до +50 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ-01-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

–резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	12 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.
УСПД	RTU-325T	1 шт.
РСТВ	РСТВ-01-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.060.292.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Ермолово», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Ермолово»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

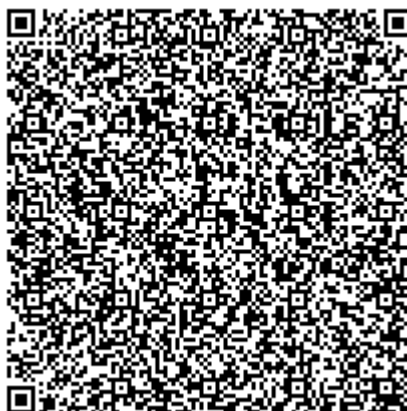
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85139-22

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Канаш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Канаш» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и

средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Канаш» ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
--	-----

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-220 кВ, яч.7 ВЛ 220 кВ Канаш-Студенец -1	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} =220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 83189-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
2	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-220 кВ, яч.8 ВЛ 220 кВ Канаш-Студенец -2	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} =220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 14626-95	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
3	ПС 220 кВ Канаш яч.5 ШОВ-220 кВ	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} =220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 83189-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 220 кВ Канаш, ВЛ-220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш I цепь	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S КТТ=500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 КТН=220000/√3/100/√3 рег.№ 83189-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
5	ПС 220 кВ Канаш, ВЛ-220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш II цепь с отпайкой на ПС Абашево;	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S КТТ=500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 КТН=220000/√3/100/√3 рег.№ 14626-95	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
6	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 10, ВЛ-110 кВ Канаш- Тиньговатово с отпайкой на ПС Динамо	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
7	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ-110 кВ Канаш- Тюрлема с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 15, ВЛ-110 кВ Канаш- Буинск с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
9	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, ОБ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
10	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 1, ВЛ-110 кВ Канаш- Восточная I цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
11	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ-110 кВ Канаш- Восточная II цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ-110 кВ Канаш- Дружба I цепь с отпайками "	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
13	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ-110 кВ Канаш- Дружба II цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
14	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 12, ВЛ-110 кВ Канаш- Канаш-Тяга I цепь "	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
15	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 14, ВЛ-110 кВ Канаш- Канаш-Тяга II цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 16, ВЛ-110 кВ Канаш- Батырево I цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
17	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 17, ВЛ-110 кВ Канаш- Батырево II цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
18	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 19, ВЛ-110 кВ Канаш- Тормозная I цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
19	ПС 220 кВ Канаш, ОРУ-110 кВ, яч. 20, ВЛ-110 кВ Канаш- Тормозная II цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
20	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-10 кВ, яч. 3, ВЛ- 10 кВ Мотор	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-10 кВ, яч. 4, ВЛ- 10 кВ Котельная	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
22	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 3, КЛ-6 кВ ЖД-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
23	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ КЗТО-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
24	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 13, ВЛ- 6 кВ Завод Резцов-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
25	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 15, КЛ- 6 кВ Нефтебаза	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 17, КЛ- 6 кВ База ЮЭС;	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
27	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 10, ВЛ- 6 кВ Колхозы-1;	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
28	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 12, КЛ- 6 кВ Город-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
29	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 18, КЛ- 6 кВ УПТК	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
30	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 20, ВЛ- 6 кВ Насосная-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 46, КЛ- 6 кВ КЗТО-3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
32	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 27, КЛ- 6 кВ ЖД-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
33	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 31, ВЛ- 6 кВ Завод Резцов-2;	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
34	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 39, КЛ- 6 кВ ВРЗ	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
35	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 41, КЛ- 6 кВ КТП-1 База ЮЭС	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 26, ВЛ- 6 кВ Насосная-2;	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
37	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 28, ВЛ- 6 кВ Колхозы-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
38	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 32, КЛ- 6 кВ ЖД-3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
39	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 34, КЛ- 6 кВ Город-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
40	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 36, КЛ- 6 кВ Вторчермет	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ПС 220 кВ Канаш, ЗРУ-6 кВ, яч. 29, КЛ- 6 кВ ИП Громов Н.А	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} =200/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
42	КТП 6 кВ уч.ПС, КЛ- 0,4 кВ КТП уч.ПС	Т-0,66У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} =300/5 рег.№ 15764-96		ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1-5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
6-19 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	1,1	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
20-40 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
41 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
42 (ТТ 0,5; -; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,4	2,1	3,1	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,0	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6
1-5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	1,7	3,8	3,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,0	1,5	3,7	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
6-19 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,6	3,7	3,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	1,4	3,6	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2
20-40 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,1	2,5	5,1	3,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,8	1,9	4,2	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
41 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,6	2,7	5,5	4,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
42 (ТТ 0,5; -; Сч 1,0)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,6	5,4	4,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,6	3,9	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для РСТВ	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -20 до +60 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ-01-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 55000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220	15 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	42 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	42 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66У3	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	42 шт.
УСПД	TK16L	1 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
РСТВ	РСТВ-01-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.344.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Канаш», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Канаш»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

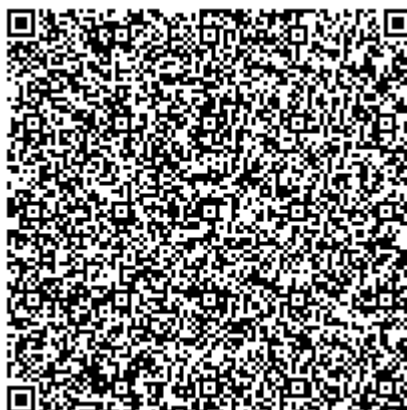
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85140-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы автоматические проточные San++

Назначение средства измерений

Анализаторы автоматические проточные San++ (далее – анализаторы) предназначены для измерения массовой концентрации различных компонентов в растворах и вытяжках.

Описание средства измерений

Принцип действия анализатора основан на регистрации аналитического сигнала от компонента с помощью детектора, которая производится после выполняемого химической станцией подготовки образца (содержащего исследуемый компонент).

Анализаторы представляют собой стационарные автоматические приборы проточного типа с сегментированным потоком.

Конструктивно анализаторы являются системой, состоящей из следующих блоков:

- автосамплер;
- химическая станция;
- один или несколько детекторов;
- система обработки данных.

В состав анализатора входит один или несколько автосамплеров. Автосамплеры выпускаются в следующих модификациях: 1050, 1052, 1053, 1100, 1150, 21074900, 21075900. В зависимости от модификации автосамплер может вмещать от 50 до 576 анализируемых проб одновременно, может дооснащаться вспомогательными устройствами, например, механическими перемешивающим устройством, клапанами для использования нескольких промывочных жидкостей, штативами для виал разного объема, дополнительными пробоотборными иглами.

В состав анализатора может входить до двух химических станций, приведенных в таблице 1. Химическая станция 2SAN39000 может включать до трёх химических модулей и каналов детектирования. Химические станции 3000 и 5000 могут включать до пяти химических модулей и каналов детектирования. Химические модули подбираются под определяемые органические и неорганические вещества.

Таблица 1 – Применяемые в составе анализаторов химические станции

Обозначение химической станции	Максимальное количество вмещаемых химических модулей	Назначение
2SAN39000	3	Выполнение пробоподготовки. В зависимости от определяемого компонента, выполнение нагрева, охлаждения, перемешивания, ультрафиолетового разложения, диализа или дистилляции, ионообменной очистки и др. Каждый химический модуль позволяет определять от 1 до 3 компонентов.
3000	5	
5000	5	

В состав анализатора могут входить один или несколько измерительных каналов (детекторов), приведенных в таблице 2: пламенный фотометр 26710900, пламенный фотометр 26710910, одноканальный фотометрический детектор с матричной коррекцией 26400920, двухканальный фотометрический детектор 26200903.

Таблица 2 – Применяемые в составе анализаторов детекторы

Наименование	Обозначение	Назначение и принцип действия
Пламенный фотометр	26710900	Измерение массовой концентрации ионов щелочных металлов (литий, натрий, калий). Пробу сжигают при высокой температуре, анализ спектра пламени с помощью фотометра позволяет определить массовую концентрацию щелочных металлов в пробе.
Пламенный фотометр	26710910	
Двухканальные фотометрические детекторы	26200903	Измерение спектрального коэффициента направленного пропускания в ультрафиолетовой и видимой областях спектра. Измерение концентрации широкого спектра органических и неорганических компонентов с применением методик измерений, аттестованных или стандартизованных в установленном порядке.
Одноканальный фотометрический детектор с матричной коррекцией	26400920	

Анализаторы комплектуются одним или несколькими светофильтрами со значениями длин волн: 340, 350, 400, 405, 410, 420, 425, 430, 435, 440, 450, 460, 470, 480, 490, 500, 505, 510, 520, 530, 540, 545, 550, 555, 560, 570, 580, 590, 600, 610, 620, 630, 640, 645, 650, 660, 690, 700, 710, 720, 810, 820, 840 1010 нм и др.

Двухканальные фотометрические детекторы 26200903 применяются для работы в ультрафиолетовой и видимой областях спектра и предназначены для измерений спектрального коэффициента направленного пропускания исследуемых образцов. Выбор длины волны осуществляется заменой светофильтров.

Одноканальный фотометрический детектор с матричной коррекцией 26400920, позволяет проводить детектирование одновременно на двух длинах волн и дает возможность определить по спектральному отношению наличие примесей, не детектируемых на одной длине волны.

Пламенный фотометр 26710900 представляет собой одноканальный прибор, в котором определение массовой концентрации ионов проводится последовательно путем смены светофильтров, выделяющих характеристические линии излучения указанных элементов.

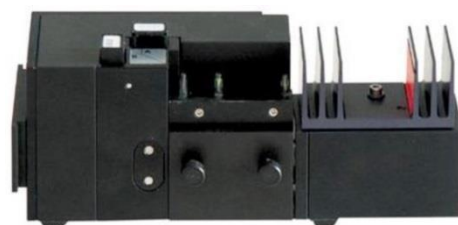
Пламенный фотометр 26710910 представляет собой прибор, с двумя каналами регистрации характеристических линий элементов, что позволяет проводить одновременный анализ двух ионов.

Система обработки данных 28505900 управляет всеми элементами системы, может поддерживать работу до 2 химических секций, до 16 детекторов и до 4 автосамплеров в различных комбинациях. Обеспечивает преобразование и передачу измерительной информации в цифровом виде (RS-232) и отображение измерительной информации на мониторе ПК.

Общий вид блоков анализатора представлен на рисунках 1 - 4.



Двухканальный фотометрический детектор
26200903



Одноканальный фотометрический детектор
с матричной коррекцией 26400920



Пламенно-фотометрический детектор 26710900



Пламенно-фотометрический детектор
26710910

Рисунок 1 – Общий вид детекторов



Автосамплер 1100



Автосамплер 1150



Автосамплер 1050



Автосамплер 1052



Автосамплер 1053



Автосамплер 21074900



Автосамплер 21075900

Рисунок 2 – Общий вид автосамплеров



Химическая станция 3000



Химическая станция 5000



Химическая станция 2SAN39000

Рисунок 3 – Общий вид химических станций



Рисунок 4 - Общий вид системы обработки данных 28505900

Пломбировка анализаторов не предусмотрена.

Анализаторы защищены от вмешательства в режимы настройки (регулировки) путем разграничения прав администратора и пользователей с использованием паролей.

Обозначение моделей блоков и заводские номера блоков анализатора указаны на шильдиках, расположенных на задней панели блоков. Анализатору присваивают заводской номер, указанный на корпусе системы обработки данных.

Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) анализаторов приведены в таблице 3.

Уровень защиты ПО анализаторов «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние ПО учтено изготовителем при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FlowAccessV3
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.1.0 ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	—

¹⁾ Версия ПО может иметь дополнительные цифровые суффиксы

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики анализаторов приведены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 – Измерительные каналы с пламенно-фотометрическими детекторами 26710900, 26710910

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерения массовой концентрации компонентов в растворах*, мг/дм ³	от 0,1 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой концентраций компонентов в растворах*, %	
- в диапазоне от 0,1 до 0,5 мг/дм ³ включ.	±15
- в диапазоне св. 0,5 до 100 мг/дм ³	±7
* - Установлено для ионов калия. Измерение массовой концентрации других компонентов проводится в соответствии с аттестованными (стандартизованными) методиками (методами) измерений.	

Таблица 5 – Измерительные каналы с одноканальным фотометрическим детектором с матричной коррекцией 26400920, двухканальным фотометрическим детектором 26200903

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерения спектрального коэффициента направленного пропускания (СКНП), %	от 1 до 94
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений СКНП, %	±1,5

Основные технические характеристики анализаторов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пламенно-фотометрический детектор 26710900	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	510
- ширина	390
- длина	290
Масса, кг, не более	9,5
Пламенно-фотометрический детектор 26710910	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	510
- ширина	390
- длина	290
Масса, кг, не более	9,5
Одноканальный фотометрический детектор с матричной коррекцией 26400920	
Диапазон длин волн, нм	от 340 до 1010
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	290
- ширина	300
- длина	330
Масса, кг, не более	1
Двухканальный фотометрический детектор 26200903	
Диапазон длин волн, нм	от 340 до 1010
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	290
- ширина	300
- длина	330
Масса, кг, не более	0,9
Автосамплеры 1100, 1150	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	220
- ширина	470
- длина	360
Масса, кг, не более	6

Наименование характеристики	Значение
Автосамплеры 1050, 1052, 1053	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	550
- ширина	500
- длина	600
Масса, кг, не более	20
Автосамплер 21074900	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	740
- ширина	830
- длина	555
Масса, кг, не более	28
Автосамплер 21075900	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	890
- ширина	950
- длина	700
Масса, кг, не более	34
Химическая станция 3000	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	320
- ширина	840
- длина	560
Масса, кг, не более	28
Химическая станция 5000	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	320
- ширина	840
- длина	560
Масса, кг, не более	31,5
Химическая станция 2SAN3900	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	330
- ширина	340
- длина	840
Масса, кг, не более	25
Система обработки данных 28505900	
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	445
- ширина	390
- длина	155
Масса, кг, не более	11
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °C	от +18 до +28
- относительная влажность воздуха, %	от 20 до 80
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±22
- частота переменного тока, Гц	50±1
Средний срок службы, лет	8

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель системы обработки данных 28505900 методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование изделия	Обозначение	Количество
Анализатор автоматический проточный	San++	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Программное обеспечение	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе. «Анализаторы автоматические проточные San++. Руководство по эксплуатации», глава Н.3 «Эксплуатация», глава I.3 «Эксплуатация», глава J.3 «Эксплуатация».

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений анализаторы применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к анализаторам автоматическим проточным San++

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27.11.2018 г. № 2517 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений спектральных, интегральных, редуцированных коэффициентов направленного пропускания, диффузного и зеркального отражений и оптической плотности в диапазоне длин волн от 0,2 до 20,0 мкм».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 148 от 19.02.2021 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 761 от 17.05.2021 «О внесении изменений в приложение А к Государственной поверочной схеме для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 февраля 2021 г. № 148».

Изготовитель

Skalar Analytical B.V., Нидерланды
Юридический адрес: The Netherlands, Tinststraat 12, 4823 AA Breda
Почтовый адрес: P.O. Box 3237, 4800 DE Breda
Телефон: +31 (0)76 5486 486

Испытательный центр

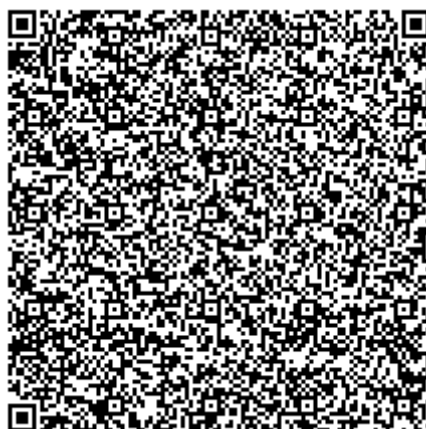
Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: (343) 350-26-18, факс: (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-100, РГС-200 и представляет собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Резервуары оборудованы съемным теплоизоляционным покрытием.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары заводские РГС-100 заводские №№ Е-934, Е-935, Е-936, Е-937, Е-938, Е-939, Е-940, Е-941, Е-942, Е-943, Е-952, Е-953, Е-954, Е-955, Е-956, Е-957, Е-958, Е-959, РГС-200 заводские №№ 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976 расположены: г. Самара, ул. Грозненская, д. 25, АО «КНПЗ».

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-100



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РГС-200

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.
Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	РГС-100 зав.№ Е-934	РГС-100 зав.№№ Е-935 – Е-937, Е-939 – Е-943, Е-952, Е-954, Е-955, Е-957, Е-959	РГС-100 зав.№№ Е-938, Е-953, Е-956, Е-958
Номинальная вместимость, м ³	100		
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара от 0,1 до 99 м ³ при геометрическом методе, %			±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара от 5 до 99 м ³ , при геометрическом методе, %	±0,25		
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара от 3 до 99 м ³ , при геометрическом методе, %		±0,25	

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-200 зав.№№ 965 – 969, 971, 972, 974 - 976	РГС-200 зав.№№ 970, 973
Номинальная вместимость, м ³	200	
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара от 0,1 до 199 м ³ при геометрическом методе, %	±0,25	
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара от 15 до 199 м ³ , при геометрическом методе, %		±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Акционерное общество «Салаватнефтемаш» (АО «Салаватнефтемаш»)

ИНН 0266017771

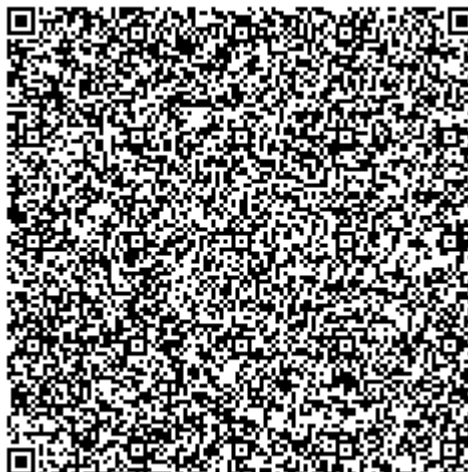
Адрес: 453256, Республика Башкортостан, г. Салават, ул. Молодогвардейцев, д. 26

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 868

Регистрационный № 85142-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала «Печорская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» (АИИС КУЭ ПГРЭС)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала «Печорская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» (АИИС КУЭ ПГРЭС) (далее - АИИС КУЭ ПГРЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ ПГРЭС основан на масштабирующем преобразовании тока и напряжения с последующим измерением и интегрированием по времени активной и реактивной мощности контролируемого присоединения (точки измерений) по каждому измерительно-информационному комплексу (ИИК). Аналоговые сигналы от первичных преобразователей электрической энергии (измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН)) поступают на счетчики электрической энергии. Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерений в счетчиках электрической энергии осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений полной, активной и реактивной мощности в каждой фазе сети.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период сети электрической мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Данные со счетчиков по цифровым интерфейсам при помощи каналобразующей аппаратуры и каналов связи поступают на сервер информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ПГРЭС имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ ПГРЭС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из устройства синхронизации системного времени (УССВ) по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г, устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК.

УСВ-Г обеспечивает автоматическую калибровку (подстройку) встроенных часов, формирующих шкалу времени, по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. Проверка точности хода встроенных часов производится каждую секунду. УСВ-Г каждый час формирует сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от УСВ-Г, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени. Корректор времени представляет собой часы, ведущие часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с часов устройства сервисного показания и сравнивает их с показаниями часов сервера ИВК. При расхождении часов сервера и часов устройства сервисного на величину более ± 60 мс, сервер ИВК корректирует свои часы по часам устройства сервисного.

ИВК при помощи каналаобразующей аппаратуры и каналов связи осуществляет коррекцию времени в часах счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами ИВК производится каждые 6 ч, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами ИВК более чем на ± 2 с.

Счетчики электрической энергии и ИВК фиксируют в своих журналах событий факт коррекции времени с указанием даты и времени коррекции.

Синхронизация часов в автоматическом режиме всех элементов ИИК и ИВК производится с помощью СОЕВ, соподчиненной координированной шкале времени UTC (SU) безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более ± 5 с.

АИИС КУЭ ПГРЭС включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - ИИК включают в себя ТТ, ТН и счетчики электрической энергии многофункциональные (СЧ).

2-й уровень - ИВК включает в себя сервер, технические средства организации каналов связи, автоматизированное рабочее место и программное обеспечение (ПО).

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ ПГРЭС и выполняет законченную функцию синхронизации времени в ИИК и ИВК в автоматическом режиме.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ ПГРЭС указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ПГРЭС используется ПО КТС «Энергия+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО приведены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО «Ядро: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	kernel6.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.6
Цифровой идентификатор ПО	E08AA8B6AC1A19CCFDC84EA5CDA1BFEE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «Запись в БД: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Writer.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.6
Цифровой идентификатор ПО	D076EE4C555DEF369A1E85C4F7BD3168
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Сервер устройств: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IcServ.exe
Цифровой идентификатор ПО	18CA83DCDF4F0E529D4EDA2746072877
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ ПГРЭС, указанные в таблицах 5, 6, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ ПГРЭС и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 4, 5, 6, 7.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ ПГРЭС

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч. №2, ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Зеленоборск	SB 0,8 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20951-08	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) (Применяется для ИК № 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 32, 35) НКФ-220-58 У1 (2 с.ш.) (Применяется для ИК № 1, 2, 7) 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-17	Устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г ±0,3 с Рег. № 61380-15
2	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч. №4, ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Печора №1	ТВ-ЭК 220М1 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) НКФ-220-58 У1 (2 с.ш.) См. ИК № 1	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
3	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч. №6, ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Печора №2	ТВ-ЭК 220М1 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НКФ-220-58 У1 (4 с.ш.) 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. 14626-95 НАМИ-220 УХЛ1 (4 с.ш.) (Применяется для ИК № 3, 4, 5, 6, 8, 32, 35) 220000/√3/100/√3 кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-17	Устройство синхрони- зации вре- мени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/ GPS УСВ-Г ±0,3 с Рег. № 61380-15
4	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч. №8, ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Северная	ТВ-ЭК 220М1 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) См. ИК № 1 НАМИ-220 УХЛ1 (4 с.ш.) См. ИК № 3	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 27524-04	
5	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч. №9, ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Усинская с отпай- кой на ПС Сыня	ТВ-ЭК 220М1 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) См. ИК № 1 НАМИ-220 УХЛ1 (4 с.ш.) См. ИК № 3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-17	
6	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №11, ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Инта	SB 0,8 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20951-08	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) См. ИК № 1 НАМИ-220 УХЛ1 (4 с.ш.) См. ИК № 3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-17	
7	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №5, ОШВ-1 220 кВ	SB 0,8 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20951-08	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) НКФ-220-58 У1 (2 с.ш.) См. ИК № 1	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 27524-04	
8	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №13, ОШВ-2 220 кВ	ТФ3М 220Б-IV У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 6540-78	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) См. ИК № 1 НАМИ-220 УХЛ1 (4 с.ш.) См. ИК № 3	СЭТ-4ТМ. 03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
9	Печорская ГРЭС, Г-1	ТШЛ20Б-I 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-12	Устройство синхрони- зации вре- мени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/ GPS УСВ-Г ±0,3 с Рег. № 61380-15
10	Печорская ГРЭС, Г-2	ТШЛ20Б-I 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-12	
11	Печорская ГРЭС, Г-3	ТШЛ20Б-I 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-12	
12	Печорская ГРЭС, Г-4	ТШЛ20Б-I 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-12	
13	Печорская ГРЭС, Г-5	ТШ 20 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 8771-82	ЗНОМ-15-63 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-12	
32	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка № 16, РТД	VIS WI 500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 37750-08	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) См. ИК № 1 НАМИ-220 УХЛ1 (4 с.ш.) См. ИК № 3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-12	
35	Печорская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №17, ВЛ-220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта	ТВ-3ТМ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 78965-20	НКФ-220-58 У1 (1 с.ш.) См. ИК № 1 НАМИ-220 УХЛ1 (4 с.ш.) См. ИК № 3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/05 Рег. № 36697-17	

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ ПГРЭС (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Зна- чение cos φ	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1н}$
1-3, 5, 6, 32, 35	1,0	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8	±1,4	±1,2	±1,1	±1,1
	0,87	±1,4	±1,1	±0,9	±0,9	±1,7	±1,5	±1,3	±1,3
	0,8	±1,5	±1,2	±1,0	±1,0	±1,8	±1,6	±1,4	±1,4
	0,71	±1,7	±1,3	±1,1	±1,1	±1,9	±1,6	±1,5	±1,5
	0,6	±2,0	±1,5	±1,3	±1,3	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5	±2,5	±2,0	±1,8	±1,8

Продолжение таблицы 5

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
4, 7	1,0	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,87	±1,4	±1,1	±0,9	±0,9	±1,6	±1,4	±1,3	±1,3
	0,8	±1,5	±1,2	±1,0	±1,0	±1,7	±1,5	±1,3	±1,3
	0,71	±1,7	±1,3	±1,1	±1,1	±1,9	±1,6	±1,4	±1,4
	0,6	±2,0	±1,5	±1,3	±1,3	±2,1	±1,7	±1,5	±1,5
	0,5	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5	±2,5	±2,0	±1,7	±1,7
8	1,0	Не норм.	±1,9	±1,1	±1,0	Не норм.	±2,0	±1,4	±1,2
	0,87	Не норм.	±2,6	±1,5	±1,2	Не норм.	±2,7	±1,7	±1,5
	0,8	Не норм.	±2,9	±1,7	±1,3	Не норм.	±3,1	±1,9	±1,6
	0,71	Не норм.	±3,5	±2,0	±1,5	Не норм.	±3,7	±2,2	±1,8
	0,6	Не норм.	±4,4	±2,4	±1,9	Не норм.	±4,5	±2,6	±2,1
	0,5	Не норм.	±5,5	±3,0	±2,3	Не норм.	±5,6	±3,1	±2,4
9 -13	1,0	Не норм.	±1,1	±0,9	±0,8	Не норм.	±1,4	±1,1	±1,1
	0,87	Не норм.	±1,4	±1,0	±0,9	Не норм.	±1,6	±1,2	±1,2
	0,8	Не норм.	±1,5	±1,1	±1,0	Не норм.	±1,7	±1,3	±1,2
	0,71	Не норм.	±1,7	±1,2	±1,1	Не норм.	±1,9	±1,4	±1,3
	0,6	Не норм.	±2,0	±1,4	±1,3	Не норм.	±2,1	±1,6	±1,5
	0,5	Не норм.	±2,4	±1,7	±1,5	Не норм.	±2,5	±1,8	±1,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, (Δ), с						±5			

Таблица 6 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ ПГРЭС (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Значение $\sin \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
1-3, 5, 6, 32, 35	1,0	±1,6	±1,0	±1,0	±1,1	±2,1	±1,7	±1,7	±1,7
	0,87	±1,7	±1,5	±1,1	±1,1	±2,5	±2,3	±2,1	±2,2
	0,8	±1,8	±1,5	±1,2	±1,2	±2,6	±2,4	±2,2	±2,2
	0,71	±2,0	±1,6	±1,3	±1,3	±2,7	±2,4	±2,2	±2,2
	0,6	±2,2	±1,8	±1,4	±1,4	±2,9	±2,5	±2,3	±2,3
	0,5	±2,6	±2,0	±1,6	±1,6	±3,1	±2,7	±2,4	±2,5
4, 7	1,0	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
	0,87	±1,7	±1,2	±1,0	±1,0	±2,1	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1	±1,1	±2,2	±1,6	±1,3	±1,3
	0,71	±2,0	±1,4	±1,2	±1,2	±2,5	±1,7	±1,4	±1,4
	0,6	±2,3	±1,6	±1,4	±1,4	±2,8	±1,9	±1,5	±1,5
	0,5	±2,7	±1,9	±1,6	±1,6	±3,2	±2,1	±1,8	±1,7

Продолжение таблицы 6

Номер ИК	Значение $\sin \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
8	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	Не норм.	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 3,3$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$
	0,8	Не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,5$	$\pm 2,3$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 4,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	Не норм.	$\pm 4,8$	$\pm 3,1$	$\pm 2,7$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,6$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 5,8$	$\pm 3,5$	$\pm 3,0$
9 -13	1,0	Не норм.	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	Не норм.	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,87	Не норм.	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	Не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,8	Не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	Не норм.	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$
	0,71	Не норм.	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,6	Не норм.	$\pm 2,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	Не норм.	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,5	Не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	Не норм.	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
Примечание - Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовая).									

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц; - коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока, %, не более - индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106 $(0,99-1,01) \cdot U_{ном}$ от 49,85 до 50,15 2 0,05
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С для: а) измерительных трансформаторов для: 1) ИК 1-8, 32, 35 2) ИК 9-13 б) счетчиков электрической энергии для: 1) ИК 1-8, 32, 35 2) ИК 9-13 - относительная влажность, не более % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +35 от +15 до +35 от +15 до +35 от +20 до +30 90 от 70,0 до 106,7

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
- параметры сети: а) напряжение, В для: 1) ИК 1-8, 32, 35 2) ИК 9-13 б) ток, А для: 1) ИК 1-7, 32, 35 2) ИК 8-13 в) частота, Гц г) $\cos \varphi$, не менее д) для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока, %, не более - индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков), мТл	$(1,00-1,15) \cdot U_{\text{ном}}$ $(0,95-1,05) \cdot U_{\text{ном}}$ $(0,02-1,20) \cdot I_{\text{ном}}$ $(0,05-1,20) \cdot I_{\text{ном}}$ от 49,8 до 50,2 0,5 10 от 0 до 0,5
Средний срок службы, лет	12
Среднее время наработки на отказ, ч	3601

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ПГРЭС.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПГРЭС представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность АИИС КУЭ ПГРЭС

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	9
Трансформатор тока	ТВ-ЭК 220М1	12
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-I	12
Трансформатор тока	ТШ 20	3
Трансформатор тока	VIS W1	3
Трансформатор тока	ТВ-ЗТМ	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	15
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.16	8
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	5
Устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	1
Программное обеспечение	КТС «Энергия+»	1
Формуляр-паспорт	НЕКМ.421451.157 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала «Печорская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» (АИИС КУЭ ПГРЭС). Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ПГРЭС», аттестующая организация ФБУ «Пензенский ЦСМ», аттестат аккредитации № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала «Печорская ГРЭС» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» (АИИС КУЭ ПГРЭС)

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»)

ИНН 5838041477

Адрес: 442963, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Ленина, 4а

Телефон: (8412) 61-39-82

Факс: (8412) 61-39-83

Web-сайт: www.energocontrol.ru

E-mail: kontrol@kontrol.e4u.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Регистрационный номер RA.RU.311197 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

