

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

**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.	Датчики температуры наружного воздуха	ДТНВ-3	С	85480-22	10950, 11004, 10958, 10969	Общество с ограниченной ответственностью "Инфотэкс Автоматика Термеханика" (ООО "Инфотэкс АТ"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Инфотэкс Автоматика Термеханика" (ООО "Инфотэкс АТ"), г. Екатеринбург	ОС	МП 61-221-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инфотэкс Автоматика Термеханика" (ООО "Инфотэкс АТ"), г. Екатеринбург	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	22.12.2021
2.	Твердомеры Роквелла	Обозначение отсутствует	С	85481-22	модификация FENIX 200ACL, серийный номер 200ACL121801260; модификация NEMESIS 6100RS, серийный номер 6100031801234; модификация	Фирма "INNOVATEST Europe BV", Нидерланды	Фирма "INNOVATEST Europe BV", Нидерланды	ОС	651-21-090 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Термо Техно Инжиниринг" (ООО "Термо Техно Инжиниринг"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	26.11.2021

					NEMESIS 6200RSB, серий- ный номер 6200RS041900548; модификация NEMESIS 9103RSB, серий- ный номер 9103RSB022850021								
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) "Аршанская СЭС ПК-2"	Обозначение отсутствует	Е	85482-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Энерго-ПромРесурс" (ООО "Энерго-ПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью "Фортум - Новая Генерация 2" (ООО "ФНГ 2"), г. Москва	ОС	МП ЭПР-480-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энерго-ПромРесурс" (ООО "Энерго-ПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	ООО "Энерго-ПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	04.02.2022
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "СберЭнерго" по объекту ООО "Тайрику-Игирма Групп"	Обозначение отсутствует	Е	85483-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Рустех" (ООО "Рустех"), г. Иваново	Общество с ограниченной ответственностью "Тайрику-Игирма Групп" (ООО "Тайрику-Игирма Групп"), г. Иркутск	ОС	МП ЭПР-477-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Рустех" (ООО "Рустех"), г. Иваново	ООО "Энерго-ПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	01.02.2022

5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Завод "Чувашкабель"	Обозначение отсутствует	Е	85484-22	2124/10	Общество с ограниченной ответственностью "Синтез Энерго-Ресурс" (ООО "Синтез Энерго-Ресурс"), г. Нижний Новгород	Акционерное общество "Чебоксарский завод кабельных изделий "Чувашкабель" (АО "Завод "Чувашкабель"), г. Чебоксары	ОС	МП ЭПР-479-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Синтез Энерго-Ресурс" (ООО "Синтез Энерго-Ресурс"), г. Нижний Новгород	ООО "Энерго-ПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	04.02.2022
6.	Камеры тепловизионные портативные	НИКМИС RO HM-TP	С	85485-22	J01695432 (модель HM-TP74-25SVF/W-G40), G49469287 (модель HM-TP23-10VF/W-M30), G66544276 (модель HM-TP52-3AQF/W-B20), G69580383 (модель HM-TP21-6VF/W-M10), J01363654 (модель HM-TP51-3AXF/W-B1L), G03557136 (модель HM-TP31-3AUF-E1L), G82342660 (модель HM-TP76-25SVF/W-G60)	Hangzhou Microimage Software Co., Ltd., Китай	Hangzhou Microimage Software Co., Ltd., Китай	ОС	МП 207-004-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Хиквижн" (ООО "Хиквижн"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	20.01.2022
7.	Трансформаторы напряжения	НКФ-110-II	Е	85486-22	3399, 3401, 3454, 3441, 3395, 3442	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "ЗЗВА"), Украина	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "ЗЗВА"), Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "НПК" (ООО "НПК"), г. Москва	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	05.03.2022
8.	Трансформа-	ТФЗМ	Е	85487-22	465, 469, 480, 488,	Общество с	Общество с	ОС	ГОСТ	4 года	Общество с	Западно-	05.03.2022

	торы тока	110Б			489, 494, 497, 498, 514, 515, 517, 518, 525, 528, 529, 530, 532, 533, 535, 536, 537, 538, 539, 540	Ограниченной Ответственностью Научно - Производственное Предприятие "Итран" (ООО НПП "ИТРАН"), г. Екатеринбург	Ограниченной Ответственностью Научно - Производственное Предприятие "Итран" (ООО НПП "ИТРАН"), г. Екатеринбург		8.217-2003		ограниченной ответственностью "НПК" (ООО "НПК"), г. Москва	Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	
9.	Гигрометры	Rotronic HygroPalm HP32	Е	85488-22	5211001, 5211002, 5211003, 5211004, 5211005, 5211006, 5211007, 5211008, 5211009, 5211010, 5211011, 5211012, 5211013, 5211014, 5211015, 5211016, 5211017, 5211018, 5211019, 5211020, 5211101, 5211102, 5211104, 5211106, 5211111	Фирма "Rotronic AG", Швейцария	Фирма "Rotronic AG", Швейцария	ОС	МП-450/03-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Аналитстандарт" (ООО "Аналитстандарт"), г. Санкт-Петербург	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	10.03.2022
10.	Измерители метеорологических параметров	еКологгер	С	85489-22	00007-21	Общество с ограниченной ответственностью "Эко-Е" (ООО "Эко-Е"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Эко-Е" (ООО "Эко-Е"), г. Москва	ОС	МП 254-110-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Эко-Е" (ООО "Эко-Е"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	15.12.2021
11.	Смарт-зонды	ТЕХНО-АС	С	85490-22	№№ 210029, 210040, 210030, 210005, 210050, 210045 (изготовленные ООО "НПО ТЕХНО-АС"); №№ 210107, 210031, 210033, 210108, 210026, 210027, 210028, 210103, 210104, 210105, 210100, 210101, 210102, 210032	Общество с ограниченной ответственностью "НПО ТЕХНО-АС" (ООО "НПО ТЕХНО-АС"), Московская обл., г. Коломна; Общество с ограниченной ответственностью "ТД ТЕХ-	Общество с ограниченной ответственностью "НПО ТЕХНО-АС" (ООО "НПО ТЕХНО-АС"), Московская обл., г. Коломна	ОС	МП 207-063-2021	2 года; 1 год (для модификаций СЗВЛ, СЗВЛН, СЗВЛП, СЗДА, СЗДА	Общество с ограниченной ответственностью "ТЕХНО-АС" (ООО "ТЕХНО-АС"), Московская обл. г. Коломна	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	08.12.2021

					210106 (изготовленные ООО "ТД ТЕХНО-АС")	НО-АС" (ООО "ТД ТЕХНО-АС"), г. Москва				Н, СЗДА П, СЗМ)			
12.	Манометры показывающие железнодорожные	ТМ	С	85491-22	290146; 290147; С2109412	ЗАО "РОСМА", Ленинградская область, Гатчинский район, городской поселок Вырица	ЗАО "РОСМА", Ленинградская область, Гатчинский район, городской поселок Вырица	ОС	МП 406125-2022	2 года	ЗАО "РОСМА", Ленинградская область, Гатчинский район, городской поселок Вырица	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	25.03.2022
13.	Трансформаторы тока	АВ12	Е	85492-22	04593, 04594, 04595	Фирма "ALCE Elektrik Sanayi ve Ticaret A.S.", Турция	Фирма "ALCE Elektrik Sanayi ve Ticaret A.S.", Турция	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	21.03.2022
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Ростовской области	Обозначение отсутствует	Е	85493-22	194	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-178-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энерго-комплекс", г. Магнитогорск	22.12.2021

15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Метафракс Кемикалс"	Обозначение отсутствует	Е	85494-22	007	Общество с ограниченной ответственностью "Тераконт" (ООО "Тераконт"), г. Пермь	Общество с ограниченной ответственностью "Тераконт" (ООО "Тераконт"), г. Пермь	ОС	У-1811-1 МП	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Тераконт" (ООО "Тераконт"), г. Пермь	ФБУ "ЦСМ Татарстан", г. Казань	25.02.2022
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Республики Дагестан	Обозначение отсутствует	Е	85495-22	225	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-184-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск	28.02.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85480-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры наружного воздуха ДТНВ-3

Назначение средства измерений

Датчики температуры наружного воздуха ДТНВ-3 (далее – датчики ДТНВ-3) предназначены для измерений температуры окружающего воздуха и передачи информации на устройства типа КТСМ и КДСТ.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков ДТНВ-3 основан на измерении температуры термочувствительным элементом и преобразовании измеренного значения микроконтроллером в цифровой сигнал для дальнейшей передачи. Результат измерения температуры по последовательному интерфейсу передается на оборудование, в составе которого применяются датчики ДТНВ-3 (устройства типа КТСМ и КДСТ), для отображения и дальнейшего использования.

Датчики ДТНВ-3 состоят из печатной платы с термочувствительным элементом, микроконтроллером и разъёмом для подключения кабеля, размещёнными в герметичном корпусе из алюминиевого сплава цилиндрической формы. Внутреннее пространство датчиков заполнено термопроводящим составом.

Датчики ДТНВ-3 размещаются снаружи помещения в соответствии с эксплуатационной документацией. В зависимости от места применения измеренное датчиком ДТНВ-3 значение температуры окружающего воздуха по последовательному интерфейсу передаётся для отображения и передачи на вышестоящий уровень системы мониторинга в следующие устройства:

- комплекс КТСМ-02 через блок ПК-05 (входит в состав КТСМ-02);
- комплекс КТСМ-03 через блок БСС (входит в состав КТСМ-03);
- контроллер КДСТ через блок БГР.

Датчики ДТНВ-3 являются неразборными и неремонтопригодными.

Конструкцией не предусмотрено нанесение знака поверки на датчики ДТНВ-3.

Общий вид датчиков ДТНВ-3 с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид датчика ДТНВ-3 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Пломбирование не предусмотрено.

Заводской номер имеет цифровой формат и наносится на самоклеящийся шильдик методом печати или иным пригодным способом, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра датчика, возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации. Знак утверждения типа наносится на самоклеящийся шильдик методом печати.

Программное обеспечение

В датчиках ДТНВ-3 применяется встроенное программное обеспечение (ПО). ПО разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «Высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	dtnv3_v4_m1_0.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры окружающего воздуха, °C	от –60 до +55
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры окружающего воздуха, °C	±2

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания, В	от +3,5 до +5,5
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,5
Масса, кг, не более	0,05
Габаритные размеры, мм, не более	
– ширина	25
– высота	65
– глубина	25
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от –60 до +55
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
– относительная влажность при температуре 25 °С, %, не более	98
Средняя наработка на отказ, ч	75 000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на шильдик, размещенный на корпусе средства измерений, а также на титульный лист этикетки типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик температуры наружного воздуха ДТНВ-3	ИН7.358.970	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИН7.358.970 РЭ	1 экз.*
Этикетка	ИН7.358.970 ЭТ	1 экз.
* В один адрес, или по заказу, или в электронном виде на усмотрение заказчика		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в 1.4 Руководства по эксплуатации ИН7.358.970 РЭ «Датчики температуры наружного воздуха ДТНВ-3».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам температуры наружного воздуха ДТНВ-3

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

ГОСТ 34012-2016 Аппаратура железнодорожной автоматики и телемеханики. Общие технические требования

ТУ 3185-032-59282442-2021 Датчики температуры наружного воздуха ДТНВ-3. Технические условия

Изготовитель

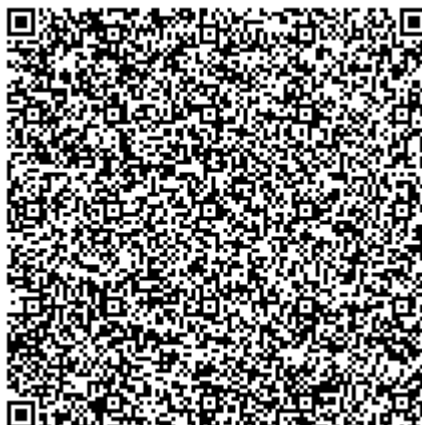
Общество с ограниченной ответственностью «Инфотэкс Автоматика Телемеханика»
(ООО «Инфотэкс АТ»)
ИНН 6659083521
Адрес: 620041, г. Екатеринбург, Автоматики пер, дом № 1, офис 1
Тел. (343) 385-28-76
e-mail: infotecs@infotecs-at.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Тел. (343) 350-26-18, факс: (343) 350-20-39, e-mail: uniim@uniim.ru.

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85481-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры Роквелла

Назначение средства измерений

Твердомеры Роквелла (далее - твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Роквелла, Супер-Роквелла и Бринелля в соответствии с ГОСТ 9013-59, ГОСТ 22975-78, ГОСТ 9012-59.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан:

- для шкал Роквелла и Супер-Роквелла: на статическом вдавливании алмазного конусного или шарикового наконечников с последующим измерением глубины внедрения наконечника;
- для шкал Бринелля: на статическом вдавливании шарикового наконечника с последующим измерением диаметра окружности отпечатка.

Конструктивно твердомеры имеют металлический корпус и состоят из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства.

Твердомеры выпускаются в следующих модификациях: FENIX 200ACL, FENIX 300RS, FENIX 300XL, NEXUS 605RS, NEMESIS 6100RS, NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB, NEMESIS 9103RSB, VERZUS 710RS, VERZUS 720RS, VERZUS 720RSB. Модификации твердомеров отличаются конструкцией, диапазоном прикладываемых нагрузок, габаритными размерами и массой, а также степенью автоматизации процесса измерений.

Твердомеры FENIX 200ACL предназначены для измерения твердости по шкалам Роквелла и Бринелля, FENIX 300RS, FENIX 300XL - для измерения твердости по шкалам Роквелла, Супер-Роквелла и Бринелля. Комплекуются измерительным микроскопом для определения диаметров отпечатков. Модификация FENIX 300XL отличается от FENIX 300RS увеличенными размерами рабочего пространства.

Твердомеры NEXUS 605RS, NEMESIS 6100RS, VERZUS 710RS, VERZUS 720RS предназначены для измерения твердости по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла. Модификация VERZUS 720RS в отличие от VERZUS 710RS оснащена дополнительными кнопками управления, находящимися справа от сенсорного экрана.

Твердомеры VERZUS 720RSB, NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB, NEMESIS 9103RSB применяются для измерения твердости по шкалам Роквелла, Супер-Роквелла и Бринелля. Оборудованы выносным цифровым микроскопом для автоматического измерения отпечатка. Микроскоп соединен с твердомером, программное обеспечение которого используется для определения значения твердости. Модификация NEMESIS 6200RSB LAB отличается от NEMESIS 6200RSB конструкцией устройства приложения нагрузки.

Общий вид твердомеров с указанием мест нанесения знака утверждения типа и маркировочной таблички приведён на рисунках 1-8.

Пломбирование твердомеров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на твердомеры не предусмотрено.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на маркировочную табличку из полимерного материала, закрепленную в месте, указанном на рисунках 1 - 8.

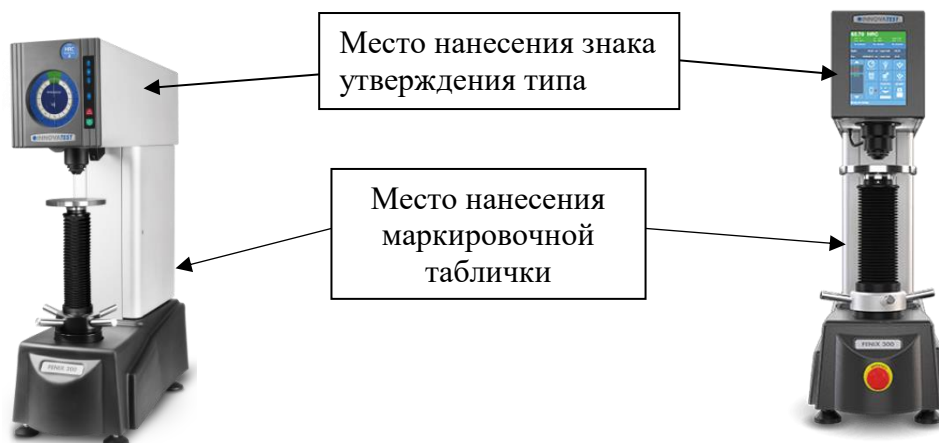


Рисунок 1 –Общий вид твердомеров Роквелла FENIX 200ACL

Рисунок 2 – Общий вид твердомеров Роквелла FENIX 300RS, FENIX 300XL

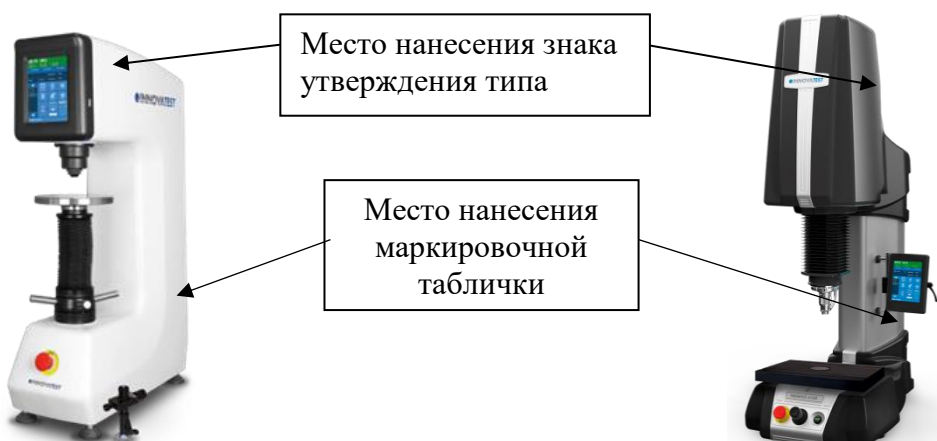


Рисунок 3 – Общий вид твердомеров Роквелла NEXUS 605RS

Рисунок 4 – Общий вид твердомеров Роквелла NEMESIS 6100RS

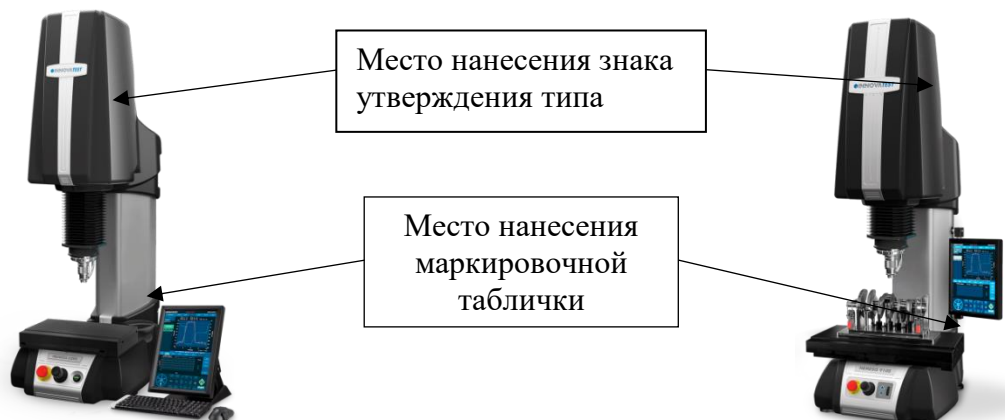


Рисунок 5 – Общий вид твердомеров Роквелла NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB

Рисунок 6 – Общий вид твердомеров Роквелла NEMESIS 9103RSB



Рисунок 7 – Общий вид твердомеров Роквелла VERZUS 720RS, VERZUS 720RSB

Рисунок 8 – Общий вид твердомеров Роквелла VERZUS 710RS

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) твердомеров используется для управления их работой, а также для визуального отображения, хранения и статистической обработки результатов измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

	Значение для модификаций	
	FENIX 200ACL, FENIX 300 RS, FENIX 300XL, NEXUS 605RS, NEMESIS 6100RS	NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB, NEMESIS 9103RSB, VERZUS 710RS, VERZUS 720RS, VERZUS 720RSB,
Идентификационное наименование ПО	I-TOUCH	IMPRESSIONS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v 1.00	не ниже v 2.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Роквелла

Шкала Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости, не более
HRA	от 20 HRA до 75 HRA включ. св. 75 HRA до 95 HRA включ.	$\pm 2,0$ HRA $\pm 1,2$ HRA	0,8
HRB(W)	от 20 HRB(W) до 80 HRB(W) * от 80 HRB(W) до 100 HRB(W) включ.	$\pm 3,0$ HRB(W) $\pm 2,0$ HRB(W)	1,2
HRC	от 20 HRC до 35 HRC включ. св. 35 HRC до 55 HRC включ. св. 55 HRC до 70 HRC включ.	$\pm 2,0$ HRC $\pm 1,5$ HRC $\pm 1,0$ HRC	0,8
HRD	от 40 HRD до 70 HRD включ. св. 70 HRD до 77 HRD включ.	$\pm 2,0$ HRD $\pm 1,5$ HRD	0,8
HRE(W)	от 70 HRE(W) до 90 HRE(W) включ. св. 90 HRE(W) до 100 HRE(W) включ.	$\pm 2,5$ HRE(W) $\pm 2,0$ HRE(W)	1,2
HRF(W)	от 60 HRF(W) до 90 HRF(W) включ. св. 90 HRF(W) до 100 HRF(W) включ.	$\pm 3,0$ HRF(W) $\pm 2,0$ HRF(W)	1,2
HRG(W)	от 30 HRG(W) до 50 HRG(W) включ. св. 50 HRG(W) до 75 HRG(W) включ. св. 75 HRG(W) до 94 HRG(W) включ.	$\pm 6,0$ HRG(W) $\pm 4,5$ HRG(W) $\pm 3,0$ HRG(W)	1,2
HRH(W)	от 80 HRH(W) до 100 HRH(W) включ.	$\pm 2,0$ HRH(W)	1,2
HRK(W)	от 40 HRK(W) до 60 HRK(W) включ. св. 60 HRK(W) до 80 HRK(W) включ. св. 80 HRK(W) до 100 HRK(W) включ.	$\pm 4,0$ HRK(W) $\pm 3,0$ HRK(W) $\pm 2,0$ HRK(W)	1,2
П р и м е ч а н и я: 1 Параметр, отмеченный * - крайнее значение твердости, не включенное в данный поддиапазон 2 Метрологические характеристики действительны для 5 измерений			

Таблица 3 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Супер-Роквелла

Шкала Супер-Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости, не более
HR15N	от 70 HR15N до 90 HR15N * от 90 HR15N до 94 HR15N включ.	$\pm 2,0$ HR15N $\pm 1,0$ HR15N	1,2 1,0
HR30N	от 40 HR30N до 76 HR30N * от 76 HR30N до 86 HR30N включ.	$\pm 2,0$ HR30N $\pm 1,0$ HR30N	1,2 1,0
HR45N	от 20 HR45N до 78 HR45N включ.	$\pm 2,0$ HR45N	1,2
HR15T(W)	от 62 HR15T(W) до 93 HR15T(W) включ.	$\pm 3,0$ HR15T(W)	2,4

Продолжение таблицы 3

Шкала Супер- Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости, не более
HR30T(W)	от 15 HR30T(W) до 70 HR30T(W) включ. св 70 HR30T(W) до 82 HR30T(W) включ.	$\pm 3,0$ HR30T(W) $\pm 2,0$ HR30T(W)	2,4 2,0
HR45T(W)	от 10 HR45T(W) до 72 HR45T(W) включ.	$\pm 3,0$ HR45T(W)	2,4
П р и м е ч а н и я: 1 Параметр, отмеченный * - крайнее значение твердости, не включенное в данный поддиапазон 2 Метрологические характеристики действительны для 5 измерений			

Таблица 4 – Шкалы Бринелля для различных моделей твердомеров

Модели твердомеров	Шкалы Бринелля
FENIX 200ACL, FENIX 300RS, FENIX 300XL	HB(HBW) 1/30; HB(HBW) 2,5/62,5; HB(HBW) 2,5/187,5
NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB, VERZUS 720RSB	HB(HBW) 2,5/62,5; HB(HBW) 2,5/187,5 HB(HBW) 5/250
NEMESIS 9103RSB,	HB(HBW) 2,5/187,5; HB(HBW) 5/750; HB (HBW) 10/3000

Таблица 5 - Диапазоны измерений твёрдости по шкалам Бринелля

Шкала Бринелля	Диапазон измерений твердости, HB(HBW)
HB 1/30	от 95 до 450
HBW 1/30	от 95 до 650
HB(HBW) 2,5/62,5	от 32 до 218
HB 2,5/187,5	от 95 до 450
HBW 2,5/187,5	от 95 до 650
HB(HBW) 5/250	от 32 до 218
HB 5/750	от 95 до 450
HBW 5/750	от 95 до 650
HB 10/3000	от 95 до 450
HBW 10/3000	от 95 до 650

Таблица 6 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Бринелля

Обозначение шкал измерения твёрдости	Диапазон измерений твёрдости, HB (HBW)				
	от 32 до 54 включ.	св. 54 до 108 включ.	св. 108 до 163 включ.	св. 163 до 218 включ..	св. 218 до 272 включ
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров, HB (HBW), ($\pm$)				
HB(HBW) 2,5/62,5; HB(HBW) 5/250	1,6	3,2	-	-	-
HB(HBW) 1/30; HB(HBW) 2,5/187,5; HB(HBW) 5/750; HB(HBW)10/3000	-	3,2	4,9	6,5	8,2

Продолжение таблицы 6

Обозначение шкал измерения твёрдости	Диапазон измерений твёрдости, HB (HBW)				
	св. 272 до 326 включ.	св. 326 до 380 включ.	св. 380 до 450 включ.	св. 450 до 550 включ.	св. 550 до 650 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твёрдомеров, HB (HBW), ($\pm$)				
HB 1/30; HB 2,5/187,5; HB 5/750; HB 10/3000	9,8	11,4	13,5	-	-
HBW 1/30; HBW 2,5/187,5; HBW 5/750; HBW 10/3000	9,8	11,4	13,5	16,5	19,5
Примечание - Метрологические характеристики действительны для 5 измерений					

Таблица 7 - Технические характеристики твердомеров по испытательным нагрузкам для шкал Роквелла и Супер-Роквелла

Шкала твердости	Испытательные нагрузки, Н		Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %	
	предварительная	основная	предварительная	основная
Шкала Роквелла				
HRA, HRF(W), HRH(W)	98,07	588,4	±2,0	±0,5
HRB(W), HRE(W), HRD		980,7		
HRC, HRG(W), HRK(W)		1471		
Шкала Супер-Роквелла				
HR15N, HR15T(W)	29,42	147,1	±2,0	±0,66
HR30N, HR30T(W)		294,2		
HR45N, HR45T(W)		441,3		

Таблица 8 - Технические характеристики твердомеров по испытательным нагрузкам для шкал Бринелля

Шкала Бринелля	Нагрузка, Н	Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %
HB(HBW) 1/30	294	± 1
HB(HBW) 2,5/62,5	613	
HB (HBW) 2,5/187,5	1839	
HB(HBW) 5/250	2452	
HB (HBW) 5/750	7355	
HB (HBW) 10/3000	29420	

Таблица 9 –Технические характеристики твердомеров

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +35 80
Параметры электрического питания напряжение переменного тока частотой 50 Гц, В	от 207 до 253
Габаритные размеры твердомеров, мм, не более	
- FENIX 200ACL длина ширина высота	270 555 765
- FENIX 300RS длина ширина высота	270 580 770
- FENIX 300XL длина ширина высота	440 580 1000
- NEXUS 605RS длина ширина высота	250 505 745
- NEMESIS 6100RS, NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB длина ширина высота	450 740 1300
- NEMESIS 9103RSB длина ширина высота	506 705 1490
- VERZUS 710RS длина ширина высота	290 590 845
- VERZUS 720RS, VERZUS 720RSB длина ширина высота	320 610 860
Масса, кг, не более	
- FENIX 200ACL	105
- FENIX 300 RS	115
- FENIX 300 XL	140
- NEXUS 605RS	85
- NEMESIS 6100RS, NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB	150
- NEMESIS 9103RSB	280
- VERZUS 710RS, VERZUS 720RS, VERZUS 720RSB	91

Знак утверждения типа

наносится на корпус твердомеров в виде наклеиваемой плёнки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским или иным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность твердомеров

Наименование	Обозначение	Количество
Твердомер Роквелла	Модификация FENIX 200ACL или FENIX 300 RS, или FENIX 300XL, или NEXUS 605RS, или NEMESIS 6100RS, или NEMESIS 6200RSB, или NEMESIS 6200RSB LAB, или NEMESIS 9103RSB, или VERZUS 710RS, или VERZUS 720RS, или VERZUS 720RSB*	1 шт.
Микроскоп **	UN-BPAK01	1 шт.
Цифровой микроскоп ***	BIOS	1 шт.
Принадлежности	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	FENIX 200 - 01 РЭ; FENIX 300 - 01 РЭ; NEXUS 600 – 01 РЭ; NEMESIS 6100 – 01 РЭ; NEMESIS 6200 – 01 РЭ; NEMESIS 9100 – 01 РЭ; VERZUS 700 – 01 РЭ	1 экз.
* В соответствии с заказом ** Для твердомеров FENIX 200ACL, FENIX 300RS, FENIX 300XL *** Для твердомеров NEMESIS 6200RSB, NEMESIS 6200RSB LAB, NEMESIS 9103RSB, VERZUS 720RSB		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- FENIX 200 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла FENIX 200. Руководство по эксплуатации», п. 5.4;
- FENIX 300 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла FENIX 300. Руководство по эксплуатации», п. 5.4;
- NEXUS 605 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла NEXUS 605. Руководство по эксплуатации», п. 5.4;
- NEMESIS 6100 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла NEMESIS 6100. Руководство по эксплуатации», п. 5.4;
- NEMESIS 6200 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла NEMESIS 6200. Руководство по эксплуатации», п. 5.4;
- NEMESIS 9100 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла NEMESIS 9100. Руководство по эксплуатации», п. 5.4;
- VERZUS 700 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла VERZUS 700. Руководство по эксплуатации», глава п. 5.4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к твердомерам Роквелла

- ГОСТ 23677-79 «Твердомеры для металлов. Общие технические требования»
- ГОСТ 9013-59 «Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Роквеллу. Шкалы А, В, С»
- ГОСТ 22975-78 «Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Роквеллу при малых нагрузках (по Супер-Роквеллу)»
- Приказ Росстандарта № 3462 от 30.12.2019 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерения твердости по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла»

ГОСТ 9012-59 Металлы. Метод измерения твёрдости по Бринеллю
ГОСТ 8.062-85 Государственная система обеспечения единства измерений.
Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств
измерений твёрдости по шкалам Бринелля
Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

Фирма «INNOVATEST Europe BV», Нидерланды
Адрес: Borgharenweg 140, 6222 AA MAASTRICHT, The Netherlands
Телефон: + 31 43 3520060
Факс: .+ 31 43 3631168
E-mail: info@innovatest-europe.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

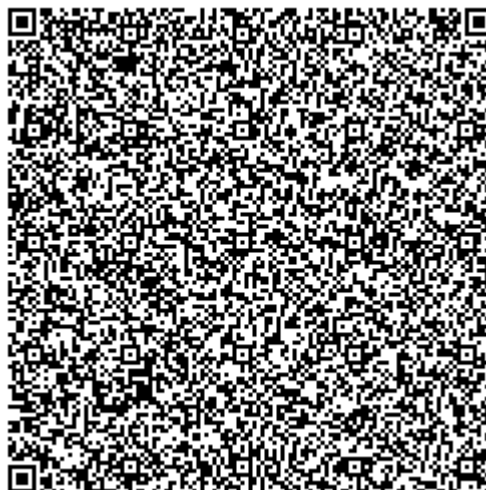
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий посёлок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85482-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Аршанская СЭС ПК-2»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Аршанская СЭС ПК-2» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы, программный комплекс (ПК) «Энергосфера», основное и резервное устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы коммутатора, далее – на соответствующий сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

На основном сервере осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

В случае выхода из строя основного сервера, сбор данных со счетчиков осуществляется резервным сервером, при этом данные, накопленные основным сервером, переносятся на резервный сервер посредством восстановления резервной копии базы данных основного сервера и доопроса приборов учета на глубину недостающего профиля.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется 1 раз в сутки по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы серверов и UCS. UCS обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с соответствующим UCS осуществляется не реже одного раза в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера, проводящего опрос, осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Аршанская СЭС ПК-2».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	КТП-12 35 кВ, ввод-0,8 кВ №1 Т КТП-12	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ИСС-1.5 Рег. № 71235-18	HPE Pro- Liant DL380 Gen 10	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
2	КТП-12 35 кВ, ввод-0,8 кВ №2 Т КТП-12	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
3	КТП-13 35 кВ, ввод-0,8 кВ №1 Т КТП-13	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
4	КТП-13 35 кВ, ввод-0,8 кВ №2 Т КТП-13	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	КТП-14 35 кВ, ввод-0,8 кВ №1 Т КТП-14	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ИСС-1.5 Рег. № 71235-18	HPE Pro- Liant DL380 Gen 10	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
6	КТП-14 35 кВ, ввод-0,8 кВ №2 Т КТП-14	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
7	КТП-15 35 кВ, ввод-0,8 кВ №1 Т КТП-15	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
8	КТП-15 35 кВ, ввод-0,8 кВ №2 Т КТП-15	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
9	КТП-16 35 кВ, ввод-0,8 кВ №3 Т КТП-16	ASK 81.4 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
10	КТП-16 35 кВ, ввод-0,8 кВ №4 Т КТП-16	ASK 81.4 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	КТП-16 35 кВ, ввод-0,8 кВ №1 Т КТП-16	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ИСС-1.5 Рег. № 71235-18	HPE Pro- Liant DL380 Gen 10	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
12	КТП-16 35 кВ, ввод-0,8 кВ №2 Т КТП-16	ASK 105.6 Кл.т. 0,2S 2500/5 Рег. № 49019-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 Кл.т. 0,2 800/√3/100/√3 Рег. № 79783-20 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
13	Аршанская СЭС, ЗРУ-2 35 кВ, 4 СШ 35 кВ, яч.401	ТЛО-35 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 36291-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20			Актив- ная	0,9	1,6
							Реактив- ная	1,6	2,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	13
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 125000 2 446116 0,5
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчиках.
- журнал серверов:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчиках и серверах;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока измерительные	ASK 105.6	30
Трансформаторы тока измерительные	ASK 81.4	6
Трансформаторы тока	ТЛО-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66	36
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-35	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	13
Устройство синхронизации времени	ИСС-1.5	2
Сервер	HPE ProLiant DL380 Gen 10	2
Паспорт-формуляр	204APIII-СЭС-ОР-АИИСКУЭ-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «Аршанская СЭС ПК-2», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Аршанская СЭС ПК-2»

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Фортум – Новая Генерация 2»
(ООО «ФНГ 2»)

ИНН 7703477872

Адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 10, блок б, эт. 15, пом. 22

Телефон: (495) 788-46-88

Web-сайт: www.fortum.ru

E-mail: fortum@fortum.ru

Изготовитель

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

ИНН 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

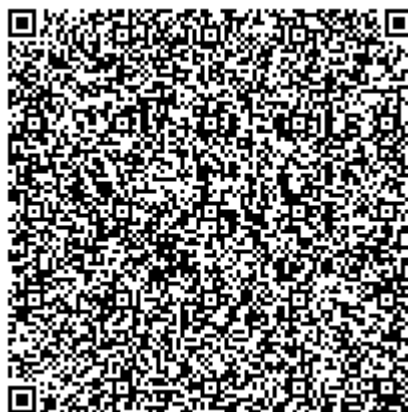
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85483-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СберЭнерго» по объекту ООО «Тайрику-Игирма Групп»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СберЭнерго» по объекту ООО «Тайрику-Игирма Групп» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется 1 раз в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СберЭнерго» по объекту ООО «Тайрику-Игирма Групп».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ПС 110 кВ ЛДК Игирма, ОРУ- 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ № 101	ТФЗМ 110 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32825-11 Фазы: А; В	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13 Фаза: А	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Proliant DL160 Gen 10	Актив- ная	1,3	3,3
		ТФЗМ 110Б- УХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32825-06 Фаза: С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: В; С				Реак- тивная	2,5	5,6
2	ПС 110 кВ ЛДК Игирма, ОРУ- 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ № 102	ТФЗМ 110Б- УХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32825-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP Proliant DL160 Gen 10	1
Формуляр	РТ.7731411714.424179.29.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «СберЭнерго» по объекту ООО «Тайрику-Игирма Групп», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СберЭнерго» по объекту ООО «Тайрику-Игирма Групп»

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Тайрику-Игирма Групп»
(ООО «Тайрику-Игирма Групп»)

ИНН 3811462996

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Декабрьских Событий, д. 125, офис 408

Телефон: (3952) 43-64-32

E-mail: post@sel-tairiku.com

Изготовитель

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

ИНН 3702666693

Адрес: 153021, г. Иваново, ул. Гаражная, д. 12А

Телефон: (915) 769-34-14

E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

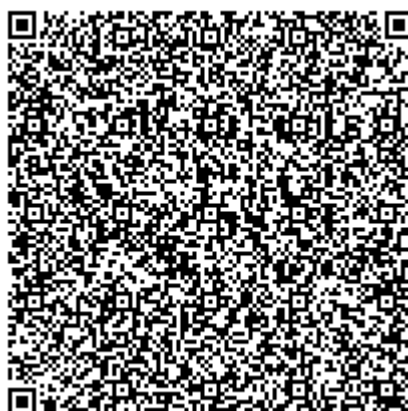
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85484-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Завод «Чувашкабель»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Завод «Чувашкабель» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится независимо от величины расхождения.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Завод «Чувашкабель».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 14	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Актив-ная	1,3	3,5
							Реак-тивная	2,5	5,9
2	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 5	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; В; С	НТМИА-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 67814-17 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная	1,3	3,4
							Реак-тивная	2,5	5,9
3	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 9	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НТМИА-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 67814-17 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив-ная	1,3	3,5
							Реак-тивная	2,5	5,9
4	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 10	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	НТМИА-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 67814-17 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив-ная	1,3	3,5
							Реак-тивная	2,5	5,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 2 для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 2 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 2 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -10 до +30 от -10 до +30 от +19 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	3
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения трехфазные антирезонансные	НТМИА-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер, совместимый с платформой x86-x64	—	1
Паспорт-формуляр	64062613.02.123 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Завод «Чувашкабель», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Завод «Чувашкабель»

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Чебоксарский завод кабельных изделий «Чувашкабель» (АО «Завод «Чувашкабель»)

ИНН 2127009135

Адрес: 428037, г. Чебоксары, Кабельный проезд, д. 7

Телефон: (8352) 41-99-91

Факс: (8352) 54-08-02

Web-сайт: chuvashcable.ru

E-mail: kabel@ch-k.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Синтез Энерго-Ресурс» (ООО «Синтез Энерго-Ресурс»)

ИНН 5249105233

Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, ул. Варварская, д. 27/8, оф. 6

Телефон: (831) 419-92-22, 419-94-15

E-mail: official@sintezenergo.ru

Испытательный центр

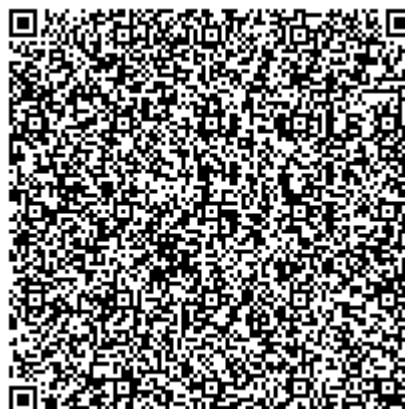
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85485-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Камеры тепловизионные портативные НIKMICRO HM-TP

Назначение средства измерений

Камеры тепловизионные портативные НIKMICRO HM-TP (далее по тексту – тепловизоры) предназначены для бесконтактных измерений пространственного распределения радиационной температуры объектов по их собственному тепловому излучению в пределах зоны, определяемой полем зрения оптической системы тепловизоров, и визуализации этого распределения на дисплее тепловизора.

Описание средства измерений

Принцип действия тепловизоров основан на преобразовании теплового излучения от исследуемого объекта, передаваемого через оптическую систему на приемник, в цифровой сигнал и отображении его в виде термограммы на дисплее монитора персонального компьютера. Приемник представляет собой неохлаждаемую микроболометрическую матрицу инфракрасных высокочувствительных детекторов фокальной плоскости (FPA). Тепловизоры измеряют температуру и отображают распределение температур на поверхности объекта или на границе разделения различных сред.

Тепловизоры являются переносными оптико-электронными измерительными микропроцессорными приборами, работающими в инфракрасной области электромагнитного спектра.

Камеры тепловизионные портативные НIKMICRO HM-TP изготавливаются в следующих моделях: HM-TP31-3AUF-E1L, HM-TP51-3AXF/W-B1L, HM-TP52-3AQF/W-B20, HM-TP21-6VF/W-M10, HM-TP23-10VF/W-M30, HM-TP74-25SVF/W-G40, HM-TP76-25SVF/W-G60. Модели тепловизоров отличаются друг от друга по метрологическим и техническим характеристикам, а также по конструктивному исполнению.

Камеры тепловизионные портативные НIKMICRO HM-TP модели HM-TP31-3AUF-E1L конструктивно выполнены в пластиковом корпусе, на лицевой стороне которого находятся ЖК-дисплей и кнопки управления. На тыльной стороне расположены инфракрасный объектив, лазерный целеуказатель и переключатель. На нижней части корпуса расположены монтажные отверстия. На верхней части корпуса расположены интерфейс USB и слот для карты памяти.

Камеры тепловизионные портативные НIKMICRO HM-TP моделей HM-TP51-3AXF/W-B1L, HM-TP52-3AQF/W-B20 конструктивно выполнены в пластиковом корпусе, на лицевой стороне которого находятся ЖК-дисплей и кнопки управления. На тыльной стороне расположены инфракрасный объектив, лазерный целеуказатель, светодиодная лампа, объектив видеокамеры, переключатель и переключатель защиты объектива. На нижней части корпуса расположены монтажные отверстия. На верхней части корпуса расположен интерфейс USB типа C.

Камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP моделей HM-TP21-6VF/W-M10, HM-TP23-10VF/W-M30, HM-TP74-25SVF/W-G40, HM-TP76-25SVF/W-G60 конструктивно выполнены в пластиковом корпусе, на лицевой стороне которого находятся ЖК-дисплей и кнопки управления. На тыльной стороне расположены инфракрасный объектив, светодиодная лампа, лазерный целеуказатель и переключатель. На нижней части корпуса расположены монтажные отверстия. На верхней части корпуса расположены интерфейс USB и слот для карты памяти.

Внутреннее программное обеспечение тепловизоров позволяет определять максимальную, минимальную, среднюю температуру, температуру в любой точке теплового изображения объекта и т. д. Измерительная информация может быть записана на съемную карту памяти типа microSD, передана посредством прямого подключения к USB-порту, при помощи беспроводной связи по Wi-Fi или Bluetooth-подключения (кроме моделей HM-TP31-3AUF-E1L, HM-TP51-3AXF/W-B1L, HM-TP52-3AQF/W-B20).

Фотографии общего вида камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP приведены на рисунках 1–5.



Рисунок 1 - Общий вид камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP модели HM-TP31-3AUF-E1L



Рисунок 2 - Общий вид камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP модели HM-TP51-3AXF/W-B1L



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 - Общий вид камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP модели HM-TP52-3AQF/W-B20



Рисунок 4 - Общий вид камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP моделей HM-TP21-6VF/W-M10, HM-TP23-10VF/W-M30



Рисунок 5 - Общий вид камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP моделей HM-TP74-25SVF/W-G40, HM-TP76-25SVF/W-G60

Пломбирование тепловизоров не предусмотрено. Заводской номер камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP моделей HM-TP21-6VF/W-M10, HM-TP23-10VF/W-M30 наносится в виде наклейки на крышке объектива. Заводской номер камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP моделей HM-TP31-3AUF-E1L, HM-TP51-3AXF/W-B1L, HM-TP52-3AQF/W-B20, HM-TP74-25SVF/W-G40, HM-TP76-25SVF/W-G60 наносится в виде наклейки на корпусе. Конструкция тепловизоров не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) тепловизоров состоит из двух частей: из встроенного и автономного ПО.

Метрологически значимым является только встроенное ПО, находящееся в ПЗУ, размещенном внутри корпуса тепловизора, и недоступное для внешней модификации.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенной части ПО приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP модели HM-TP31-3AUF-E1L

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V5.4.44
Цифровой идентификатор программного обеспечения	отсутствует

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP моделей HM-TP51-3AXFW-B1L, HM-TP52-3AQF/W-B20, HM-TP21-6VF/W-M10, HM-TP23-10VF/W-M30, HM-TP74-25SVF/W-G40, HM-TP76-25SVF/W-G60

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V5.5.12
Цифровой идентификатор программного обеспечения	отсутствует

Автономное программное обеспечение HIKMICRO Analyzer устанавливается на персональный компьютер и обеспечивает просмотр изображения в реальном времени, съемку изображений, запись видео, получение тревожных оповещений и другие функции на компьютере.

Автономное приложение HIKMICRO Viewer устанавливается на смартфон и обеспечивает просмотр изображения в реальном времени, съемку изображений, запись видео и другие функции на телефоне.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP в зависимости от модели приведены в таблицах 2-8.

Таблица 3 – Метрологические характеристики камер тепловизионных портативных HIKMICRO HM-TP моделей HM-TP31-3AUF-E1L, HM-TP51-3AXF/W-B1L, HM-TP52-3AQF/W-B20

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)		
	HM-TP31-3AUF-E1L	HM-TP51-3AXF/W-B1L	HM-TP52-3AQF/W-B20
Диапазон измерений температуры ^(*) , °C	от -20 до +150 от +100 до +550		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне от -20 до +100 °C включ., °C	±2,0		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры в диапазоне св. +100 °C, %	±2,0		

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)		
	HM-TP31-3AUF-E1L	HM-TP51-3AXF/W-B1L	HM-TP52-3AQF/W-B20
Порог температурной чувствительности (при температуре объекта +30 °C), °C	≤ 0,04		
Спектральный диапазон, мкм	от 8 до 14		
Углы поля зрения, градус по горизонтали × градус по вертикали	50,0°×37,2°	44,4°×32,9°	50,0°×37,2°
Фокусное расстояние, мм	3,1	3,5	3,6
Пространственное разрешение, мрад	5,48	4,85	3,3
Коэффициент излучательной способности (изменяемый)	от 0,01 до 1,00		
Примечание: (*) - переключается вручную или автоматически			

Таблица 4 – Метрологические характеристики камер тепловизионных портативных НIKMICRO HM-TP моделей HM-TP21-6VF/W-M10, HM-TP23-10VF/W-M30

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)	
	HM-TP21-6VF/W- M10	HM-TP23-10VF/W- M30
Диапазон измерений температуры ^(*) , °C	от -20 до +150 от +100 до +550	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне от -20 до +100 °C включ., °C	±2,0	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры в диапазоне св. +100 °C, %	±2,0	
Порог температурной чувствительности (при температуре объекта +30 °C), °C	≤ 0,04	≤ 0,035
Спектральный диапазон, мкм	от 8 до 14	
Углы поля зрения, градус по горизонтали × градус по вертикали	25,0°×18,7°	37,5°×28,5°
Фокусное расстояние, мм	6,2	10
Пространственное разрешение, мрад	2,74	1,7
Коэффициент излучательной способности (изменяемый)	от 0,01 до 1,00	
Примечание: (*) - переключается вручную или автоматически		

Таблица 5 – Метрологические характеристики камер тепловизионных портативных НIKMICRO HM-TP моделей HM-TP74-25SVF/W-G40, HM-TP76-25SVF/W-G60

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)	
	HM-TP74-25SVF/W-G40	HM-TP76-25SVF/W-G60
Диапазон измерений температуры(*), °C	от -20 до +150 от +100 до +650	

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)	
	HM-TP74-25SVF/W- G40	HM-TP76-25SVF/W- G60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне от -20 до +100 °C включ., °C	±2,0	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры в диапазоне св. +100 °C, %	±2,0	
Порог температурной чувствительности (при температуре объекта +30 °C), °C	≤ 0,035	
Спектральный диапазон, мкм	от 8 до 14	
Углы поля зрения, градус по горизонтали × градус по вертикали (в зависимости от используемого объектива): - стандартный объектив - HM-G605-LENS - HM-G620-LENS - HM-G630-LENS	19,0°×14,0° 35,4°×26,2° 9,3°×7,0° 5,7°×4,3°	25,0°×19,0° 48,2°×38,5° 12,5°×10,0° 7,6°×6,1°
Фокусное расстояние, мм (в зависимости от используемого объектива): - стандартный объектив - HM-G605-LENS - HM-G620-LENS - HM-G630-LENS	25 13 50 82	
Пространственное разрешение, мрад: - стандартный объектив - HM-G605-LENS - HM-G620-LENS - HM-G630-LENS	0,68 1,31 0,34 0,21	
Коэффициент излучательной способности (изменяемый)	от 0,01 до 1,00	
Примечание: (*) - переключается вручную или автоматически		

Таблица 6 – Основные технические характеристики камер тепловизионных портативных НIKMICRO HM-TP моделей HM-TP31-3AUF-E1L, HM-TP51-3AXF/W-B1L, HM-TP52-3AQF/W-B20

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)		
	HM-TP31- 3AUF-E1L	HM-TP51- 3AXF/W-B1L	HM-TP52- 3AQF/W-B20
Количество пикселей матрицы детектора, пиксели×пиксели	160×120		256×192
Масса, кг, не более	0,35	0,36	0,36
Запись изображений или частота обновлений, Гц	25		
Габаритные размеры, мм (длина × ширина × высота), не более	196×117×59	222×124×74	222×81×74
Напряжение питания, В	3,7		

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)		
	HM-TP31-3AUF-E1L	HM-TP51-3AXF/W-B1L	HM-TP52-3AQF/W-B20
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от -20 до +50 от 10 до 95 (без конденсации)		
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	15000		
Средний срок службы, лет, не менее	5		

Таблица 7 – Основные технические характеристики камер тепловизионных портативных НIKMICRO HM-TP моделей HM-TP21-6VF/W-M10, HM-TP23-10VF/W-M30

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)	
	HM-TP21-6VF/W-M10	HM-TP23-10VF/W-M30
Количество пикселей матрицы детектора, пиксели×пиксели	160×120	384×288
Масса, кг, не более	0,66	0,66
Запись изображений или частота обновлений, Гц	25	
Габаритные размеры, мм (длина × ширина × высота), не более	244×105×100	244×104×100
Напряжение питания, В	12 (литий-ионная батарея) 5 (через USB)	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от -20 до +50 от 10 до 95 (без конденсации)	
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	15000	
Средний срок службы, лет, не менее	5	

Таблица 8 – Основные технические характеристики камер тепловизионных портативных НIKMICRO HM-TP моделей HM-TP74-25SVF/W-G40, HM-TP76-25SVF/W-G60

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели)	
	HM-TP74-25SVF/W-G40	HM-TP76-25SVF/W-G60
Количество пикселей матрицы детектора, пиксели×пиксели	480×360	640×512
Масса, кг, не более	1,1	1,1
Запись изображений или частота обновлений, Гц	25	25
Габаритные размеры, мм (длина × ширина × высота), не более	285×128×119	285×128×119
Напряжение питания, В	12 (литий-ионная батарея) 5 (через USB)	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от -20 до +50 от 10 до 95 (без конденсации)	
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	15000	
Средний срок службы, лет, не менее	5	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации на тепловизор типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Камера тепловизионная портативная	HIKMICRO HM-TP (обозначение модели - в соответствии с заказом)	1 шт.
Руководство по эксплуатации на камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP модели HM-TP31-3AUF-E1L (на русском языке)	-	1 экз. (в зависимости от модели тепловизора)
Руководство по эксплуатации на камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP модели HM-TP51-3AXF/W-B1L (на русском языке)		
Руководство по эксплуатации на камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP модели HM-TP52-3AQF/W-B20 (на русском языке)		
Руководство по эксплуатации на камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP модели HM-TP21-6VF/W-M10 (на русском языке)		
Руководство по эксплуатации на камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP модели HM-TP23-10VF/W-M30 (на русском языке)		
Руководство по эксплуатации на камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP модели HM-TP74-25SVF/W-G40 (на русском языке)		
Руководство по эксплуатации на камеры тепловизионные портативные HIKMICRO HM-TP модели HM-TP76-25SVF/W-G60		
Компакт-диск с ПО		
USB-кабель		
Объектив HM-G605-LENS		
Объектив HM-G620-LENS	-	1 шт. (*)
Объектив HM-G630-LENS	-	1 шт. (*)
(*) – по дополнительному заказу (только для моделей HM-TP74-25SVF/W-G40 , HM-TP76-25SVF/W-G60).		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Измерение температуры» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к камерам тепловизионным портативным HIKMICRO HM-TP

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

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

Стандарт предприятия фирмы-изготовителя.

Изготовитель

Hangzhou Microimage Software Co., Ltd., Китай

Адрес: Китай, Room 313, Unit B, Building2, 399 Danfeng Road, Xixing Subdistrict, Binjiang District, Hangzhou, Zhejiang, China

Web-сайт: www.hikmicrotech.com

E-mail: support@hikmicrotech.com

Телефон: +86 0571 86476646

Испытательный центр

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

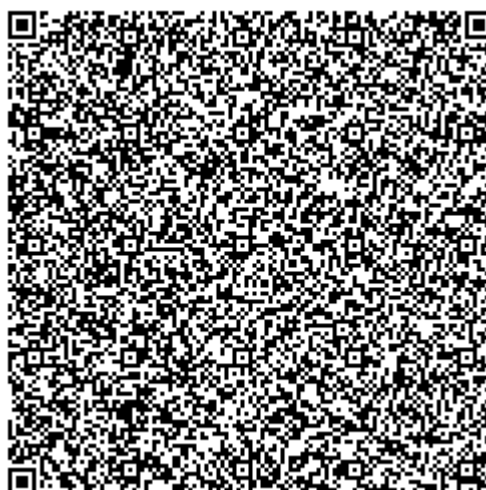
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи ФГБУ «ВНИИМС» об аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85486-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-II

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-II (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для масштабного преобразования переменного напряжения, передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Напряжение первичной обмотки трансформатора напряжения создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается напряжение, пропорциональное первичному.

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичных обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформатора напряжения в единую конструкцию.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-110-II с заводскими номерами 3399, 3401, 3454, 3441, 3395, 3442.

Заводские номера нанесены на шильдик трансформаторов напряжения методом холодной штамповки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) паспорт в соответствии с действующим законодательством.

Общий вид трансформаторов напряжения и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид трансформатора напряжения

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	3395, 3399, 3401, 3441, 3442, 3454		
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110: $\sqrt{3}$		
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100: $\sqrt{3}$		
Номинальное напряжение вторичной дополнительной обмотки, В	100		
Номинальная частота, Гц	50		
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983-2015	0,5	1,0	3,0
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400	600	1200

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	В соответствии с ГОСТ 1983-2015

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения (заводские номера: 3395, 3399, 3401, 3441, 3442, 3454)	НКФ-110-II	6 шт.
Паспорт	—	6 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 6 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НКФ-110-II

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА») (изготовлены в 2001 г.)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 11

Испытательный центр

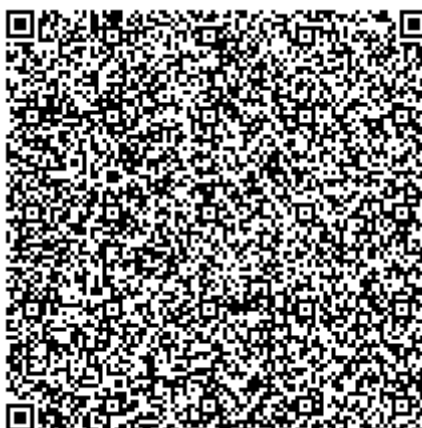
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85487-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б (далее – ТТ) предназначены для масштабного преобразования тока и передачи сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, устройств защиты и сигнализации в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия ТТ основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

ТТ представляют собой опорные трансформаторы, предназначенные для установки на открытых подстанциях в сетях переменного тока напряжением 110 кВ при частоте 50 Гц. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части ТТ. Первичная обмотка ТТ состоит из двух секций, переключением которых достигается изменение коэффициента трансформации. Выводы вторичной обмотки расположены на цоколе ТТ и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи. Вторичные обмотки намотаны каждая на индивидуальном тороидальном сердечнике из холоднокатаной электротехнической стали. Обе обмотки, которые содержат в себе трансформаторы тока ТФЗМ 110Б, изолированы друг от друга при помощи бумажно-масляного материала. Они помещены в фарфоровую покрывку и заполнены трансформаторным маслом. В качестве маслорасширителя используется верхняя часть фарфоровой покрывки. Колебания уровня масла контролируют с помощью маслоуказателя, установленного в верхней части крышки.

Тип данного трансформатора расшифровывается таким образом: Т – трансформатор тока, Ф – в фарфоровой покрывке, З – вторичная обмотка звеньев типа, М – маслонаполненный, 110 – напряжение в киловольтах, Б – категория электрооборудования внешней изоляции. К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФЗМ 110Б с заводскими номерами: 465, 469, 480, 488, 489, 494, 497, 498, 514, 515, 517, 518, 525, 528, 529, 530, 532, 533, 535, 536, 537, 538, 539, 540.

Заводские номера нанесены на шильдик трансформаторов тока методом холодной штамповки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) паспорт в соответствии с действующим законодательством.

В месте соединения цоколя с фарфоровой покрывкой предусмотрена возможность пломбирования. Общий вид трансформаторов тока и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид трансформатора тока ТФЗМ 110Б

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Номинальное напряжение, кВ	110	
Номинальный первичный ток, А	600	300
Номинальный вторичный ток, А	5	
Класс точности вторичной обмотки (измерение) по ГОСТ 7746-2015	0,5	1
Класс точности вторичной обмотки (защита) по ГОСТ 7746-2015	10P	
Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки (измерение), В·А	30	
Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки (защита), В·А	30, 20	
Номинальная частота, Гц	50	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	В соответствии с ГОСТ 7746-2015

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока (заводские номера: 465, 469, 480, 488, 489, 494, 497, 498, 514, 515, 517, 518, 525, 528, 529, 530, 532, 533, 535, 536, 537, 538, 539, 540.)	ТФЗМ 110Б	24 шт.
Паспорт	—	24 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТФЗМ 110Б

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

Изготовитель

Общество с Ограниченной Ответственностью Научно - Производственное
Предприятие «Итран» (ООО НПП «ИТРАН») (изготовлены в 2002 г.)
Адрес: 620034, г. Екатеринбург, ул. Контролеров, д. 15б

Испытательный центр

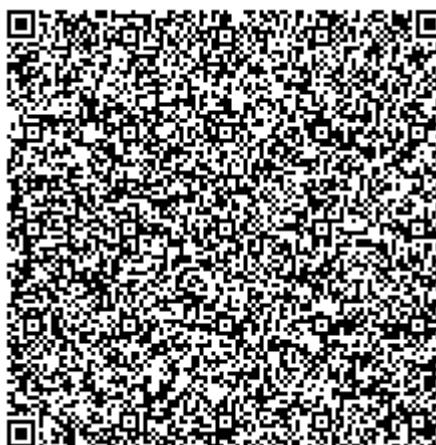
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного
предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и
радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес филиала: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, 4

Телефон (факс): +7(383)210-08-14, +7(383)210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по проведению
испытаний средств измерений в целях утверждения типа Западно-Сибирского филиала
ФГУП «ВНИИФТРИ» № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85488-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Гигрометры Rotronic HygroPalm HP32

Назначение средства измерений

Гигрометры Rotronic HygroPalm HP32 (далее по тексту – гигрометры) для измерений относительной влажности и температуры неагрессивных газовых сред, равновесной относительной влажности бумаги и картона, равновесной относительной влажности пищевой и фармацевтической продукции.

Описание средства измерений

Принцип действия гигрометров основан на сорбционном методе измерения относительной влажности, заключающемся в изменении ёмкости сенсора влажности, представляющего собой конденсатор с тонкой плёнкой полимерного сорбента в качестве диэлектрика. Молекулы воды, обладающие высоким дипольным моментом, свободно проникают из анализируемого воздуха в полимерный адсорбирующий слой, изменяя диэлектрическую проницаемость среды между обкладками конденсатора, тем самым изменяя ёмкость конденсатора.

Электрическое питание гигрометров осуществляется с помощью литий-полимерного аккумулятора 3,7 В, 1000 мАч.

Гигрометры представляют собой портативные ручные измерительные приборы и включают в себя измерительный преобразователь с дисплеем, зонд влажности и температуры, подключаемый непосредственно, либо через удлинительный кабель, дата-кабель и сетевое зарядное устройство. Зонд влажности и температуры является взаимозаменяемым и включает в себя сенсор относительной влажности и сенсор температуры Pt100, встроенный микроконтроллер для цифровой обработки сигналов с сенсоров и модуль энергонезависимой памяти, содержащей градуировочные коэффициенты и параметры настройки. Зонд обеспечивает передачу сигналов относительной влажности и температуры в цифровом формате в измерительный преобразователь, предназначенный для вывода значений измеряемых величин на жидкокристаллический дисплей, выбора режимов измерений, сохранения результатов измерений в память.

Зонды относительной влажности и температуры выполнены в различных конструктивных исполнениях:

- HC2A-S (Ø15x108мм, в пластиковом корпусе черного цвета)
- HC2-C04 (Ø4x57мм, в стальном корпусе, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2-C05 (Ø5x51мм, в корпусе из латуни с никелевым покрытием, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2-HP28 (Ø10x280мм, в стальном корпусе, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2-HP50 (Ø10x500мм, в стальном корпусе, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2-HS28 (плоский щуп 18x3x280мм, в дюралеовом корпусе, с удлинительным кабелем 2 метра)

- HC2A-IC102 (Ø15x100мм, в корпусе из термостойкого пластика, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2A-IC105 (Ø15x100мм, в корпусе из термостойкого пластика, с удлинительным кабелем 5 метров)
- HC2A-IC302 (Ø15x250мм, в корпусе из термостойкого пластика, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2A-IM102-M (Ø15x86мм, в стальном корпусе, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2A-IM302-M (Ø15x236мм, в стальном корпусе, с удлинительным кабелем 2 метра)
- HC2-НК25 (Ø15x250мм, в корпусе из термостойкого пластика, с удлинительным кабелем 2 метра)

Гигрометры имеют серийные номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, номер наносится с помощью наклейки на заднюю панель в виде цифрового обозначения типографским методом.

Нанесение знака поверки на гигрометры предусмотрено в том случае, если условия эксплуатации обеспечивают сохранность знака в течение всего интервала между поверками. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт гигрометров в соответствии с действующим законодательством.

Общий вид гигрометров представлен на рисунке 1. Место пломбировки корпуса измерительного преобразователя от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки показаны на рисунке 2.



Рисунок 1 – общий вид гигрометров
Rotronic HygroPalm HP32



Рисунок 2 – Место нанесения знака поверки и
пломбирования от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Гигрометры Rotronic HygroPalm HP32 имеют встроенное программное обеспечение (ПО) зондов влажности и температуры и измерительного преобразователя. ПО измерительного преобразователя обеспечивает следующие основные функции:

- управление питанием измерительного преобразователя и зондов;

- обработку и передачу измерительной информации от зондов;
- отображение результатов измерений и служебной информации на встроенном дисплее;
- запись, хранение и считывание данных из встроенной энергонезависимой памяти;
- формирование аналоговых и цифровых выходных сигналов;
- пересчет единиц влажности по запросу пользователя;
- самодиагностику аппаратной части измерительного преобразователя.

ПО зондов влажности и температуры выполняет следующие функции:

- обработку и передачу измерительной информации от сенсоров;
- запись измерительной информации в память.

Гигрометры Rotronic HygroPalm HP32 могут работать с автономным ПО.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик гигрометров.

Гигрометры имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты - средний по Р 50.2.077—2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	HP32_9102_V1_5.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.5
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 0 до 100
Диапазон измерений температуры, °C	
- для зондов исполнений HC2-HP28, HC2-HP50, HC2-HS28, HC2-C04, HC2-C05	от -40 до +85
- для зонда исполнения HC2A-S	от -50 до +100
- для зондов исполнений HC2A-IC102, HC2A-IC105, HC2A-IC302, HC2-HK25, HC2A-IM102-M, HC2A-IM302-M	от -70 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности, %	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm(0,1+0,002t)$ *
* где t – значение температуры по модулю, °C	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более:	30×63×160
Масса, кг, не более:	0,185
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °C	от -10 до +60
- относительная влажность, % (без конденсации)	от 0 до 100
- атмосферное давление, кПа	от 70 до 130

Продолжение таблицы 3

Параметры электрического питания: - напряжение питания постоянного тока, В	3,7
Потребляемая мощность, В·А, не более	0,04
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	24000
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на заднюю крышку корпуса гигрометра в виде наклейки и на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Гигрометр Rotronic HygroPalm HP32	Зав.№ 5211001, 5211002, 5211003, 5211004, 5211005, 5211006, 5211007, 5211008, 5211009, 5211010, 5211011, 5211012, 5211013, 5211014, 5211015, 5211016, 5211017, 5211018, 5211019, 5211020, 5211101, 5211102, 5211104, 5211106, 5211111	25 шт.
Паспорт	-	25 экз.
Руководство по эксплуатации	-	25 экз.
Измерительный блок	-	25 шт.
Зонд влажности и температуры	-	25 шт.
Дата-кабель micro-USB	-	25 экз.
Сетевое зарядное устройство	-	25 экз.
Защитный фильтр зонда	-	25 экз.
Удлинительный кабель зонда	-	25 экз.
Крепежная клипса	-	25 экз.
Ремешок с замком	-	25 экз.
Чехол	-	25 экз.
Трипод	-	25 экз.
Диск с программным обеспечением	-	25 экз.

Сведения и методики (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации, раздел 8

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к гигрометрам Rotronic HygroPalm HP32

ГОСТ 8.547-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов»

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

Стандарт предприятия фирмы «Rotronic AG», Швейцария

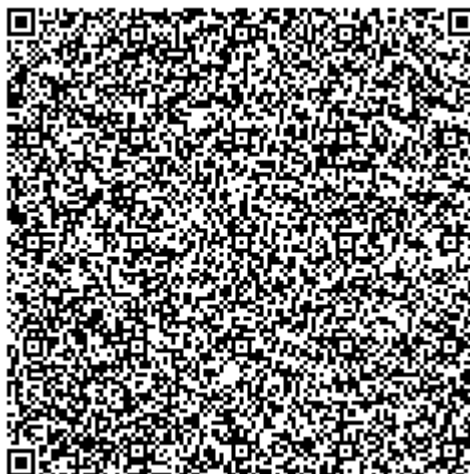
Изготовитель

Фирма «Rotronic AG», Швейцария
Адрес: Grindelstrasse 6, CH-8303 Bassersdorf, Switzerland
Телефон: +41 44 838 11 11
E-mail: measure@rotronic.ch

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119415, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 41, стр. 1, пом. I, комн. 28
Телефон: +7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.312126



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85489-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители метеорологических параметров еКологгер

Назначение средства измерений

Измерители метеорологических параметров еКологгер (далее – измерители еКологгер) предназначены для измерений: температуры воздуха, относительной влажности воздуха, скорости воздушного потока, атмосферного давления.

Описание средства измерений

Конструктивно измерители еКологгер выполнены в виде основного электронного блока, который заключен в корпус. К корпусу подключаются один или два выносных щупа с датчиками в зависимости от исполнения. Щупы могут комплектоваться средствами защиты от непосредственного воздействия теплового излучения и потока движущегося воздуха. В основной блок измерителей еКологгер встроен дисплей, клавиатура, микропроцессор, аккумуляторная батарея, коммуникационные разъемы и вспомогательные электронные схемы. Измерители еКологгер могут питаться как от внешнего источника питания, так и от встроенной аккумуляторной батареи.

Принцип действия измерителей еКологгер при измерении температуры воздуха основан на зависимости падения напряжения на р-п переходе от температуры.

Принцип действия измерителей еКологгер при измерении относительной влажности воздуха основан на зависимости емкости полимерного конденсатора от относительной влажности воздуха.

Принцип действия измерителей еКологгер при измерении атмосферного давления основан на зависимости сопротивления пьезорезистивных элементов от атмосферного давления.

Принцип действия измерителей еКологгер при измерении скорости воздушного потока основан на зависимости теплотермического нагретого тела от скорости обдувающего воздушного потока.

Общий вид измерителей еКологгер представлен на рисунке 1.

В зависимости от количества подключаемых щупов и набора первичных измерительных преобразователей в каждом из них, измерители еКологгер имеют 14 вариантов исполнения, приведенных в таблице 1.

Измерители еКологгер имеют два варианта модификации – еКологгер и еКологгер-Э, которые различаются метрологическими характеристиками.

Вариант исполнения и модификации указывается в паспорте и на этикетке СИ.



Рисунок 1 – общий вид измерителя еКологгер с одним и двумя щупами

Таблица 1 – Варианты исполнения Измерителей еКологгер

Исполнение	Щуп «1», измерительные каналы				Щуп «2», измерительные каналы			
	T	H	P	V	T	H	P	V
10	+	-	-	-	нет			
20	+	+	-	-				
30	+	+	+	-				
40	+	+	+	+				
11	+	-	-	-	+	-	-	-
21	+	+	-	-	+	-	-	-
22	+	+	-	-	+	+	-	-
31	+	+	+	-	+	-	-	-
32	+	+	+	-	+	+	-	-
33	+	+	+	-	+	+	+	-
41	+	+	+	+	+	-	-	-
42	+	+	+	+	+	+	-	-
43	+	+	+	+	+	+	+	-
44	+	+	+	+	+	+	+	+

где:
T – измерительный канал температуры окружающего воздуха;
H – измерительный канал относительной влажности окружающего воздуха,
P – измерительный канал атмосферного давления;
V – измерительный канал скорости воздушного потока;
«+» – наличие данного измерительного канала;
«-» – отсутствие данного измерительного канала.

Заводской номер измерителей еКологгер наносится типографским способом в виде наклейки на заднюю часть основного блока и, в зависимости от исполнения, на щуп (щупы).

Пломбирование измерителей еКологгер осуществляется при помощи защитной наклейки. Место нанесения пломбы представлено на рисунке 2.

Знак поверки, при необходимости, наносится в свидетельство о поверке и/или в паспорт.



Рисунок 2 – Место нанесения пломбы

Программное обеспечение

Измерители еКологгер имеют встроенное программное обеспечение (ПО). Встроенное ПО обеспечивает сбор, обработку и отображение измеренных метеорологических параметров.

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимой части программного обеспечения представлены в таблице 2.

Уровень защиты встроенного ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	elogger.bin
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже r2
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	CE05ABFF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Для модификаций еКологгер	Для модификаций еКологгер-Э
Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -30 до +50	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	±0,2	±0,1
Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 5 до 90	от 5 до 98
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %	±5	
Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,1 до 10,0	от 0,05 до 10,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с: - в диапазоне скоростей от 0,1 до 0,5 м/с, включ. - в диапазоне скоростей от 0,05 до 0,5 м/с, включ. - в диапазоне скоростей св. 0,5 до 10,0 м/с	±0,05 м/с - ±(0,10+0,05·V)*	- ±0,05 м/с ±(0,10+0,05·V)*
Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 800 до 1200	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений атмосферного давления, %	±0,2	
*V – скорость воздушного потока, м/с		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Напряжение питания: - от встроенного аккумулятора - от внешнего источника питания	3,9±0,3 5,0±0,5			
Потребляемая мощность, Вт, не более	3,3			
Время автономной работы при работе от встроенного аккумулятора, ч, не менее	8			
Рабочие условия эксплуатации: - температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха, не более, % - атмосферное давление, гПа	от -30 до +50 98 от 800 до 1200			
Средняя наработка на отказ, ч	10000			
Средний срок службы, лет	10			
Масса основного корпуса с щупами и датчиками, кг, не более,	0,7			
Габаритные размеры, мм, не более:	Длина	Ширина	Высота	Диаметр
Основной блок	140	53	23	-
Щуп с датчиками	125	-	-	16

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации и основной блок измерителей еКологгер.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность измерителей еКологгер

Наименование	Обозначение	Количество
Основной блок измерителя метеорологических параметров еКологгер	СВМТ.416328.006	1 шт.*
Щуп с датчиками	-	1 или 2 шт.**
Кабель для подключения щупа с датчиками	-	1 или 2 шт.***
Руководство по эксплуатации	СВМТ.416328.006РЭ	1 экз.
Паспорт	СВМТ.416328.006ПС	1 экз.
Комплект принадлежностей (сумка, штатив, кабели для подключения к устройству индикации, к ПК, блок питания, черный шар)	-	по заказу
Тара укладочная		1 шт.
* - в зависимости от исполнения, основной блок может поставляться либо с одним, либо с двумя разъёмами для подключения одного или двух щупов с датчиками, соответственно. ** - основной блок с одним разъёмом комплектуется одним щупом с датчиками, основной блок с двумя разъёмами комплектуется двумя щупами с датчиками *** - количество кабелей соответствует количеству щупов с датчиками		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.3 «Методика выполнения измерений приборами еКологгер» Руководства по эксплуатации «Измерители метеорологических параметров еКологгер» СВМТ.416328.006РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов, утвержденная приказом Росстандарта № 2885 от 15.12.2021 г.

Государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока, утвержденная приказом Росстандарта № 2815 от 25.11.2019 г.

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне ($1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$) Па, утвержденная приказом Росстандарта № 2900 от 06.12.2019 г.

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», раздел 4 «Измерения при выполнении работ по обеспечению безопасных условий и охраны труда»

Технические условия: «Измерители метеорологических параметров еКологгер. Технические условия. СВМТ.416328.006ТУ»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Эко-Е», (ООО «Эко-Е»)

ИНН 7726760847

Адрес: 117545, г. Москва, ул. Подольских Курсантов, д. 3, стр. 2, комната 17

Телефон: 8-(499) 341-03-69

Web-сайт: www.eco-e.ru

E-mail: info@eco-e.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эко-Е», (ООО «Эко-Е»)

ИНН 7726760847

Адрес: 117545, г. Москва, ул. Подольских Курсантов, д. 3, стр. 2, комната 17

Телефон: 8-(499) 341-03-69

Web-сайт: www.eco-e.ru

E-mail: info@eco-e.ru

Испытательный центр

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

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

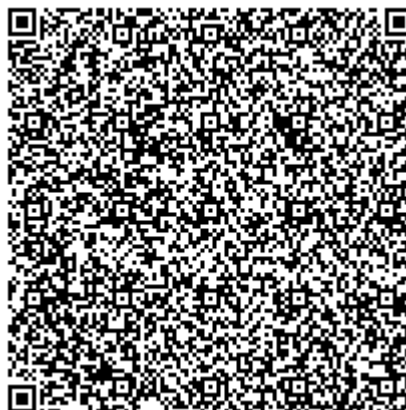
Телефон: (812) 251-76-01

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Смарт-зонды ТЕХНО-АС

Назначение средства измерений

Смарт-зонды ТЕХНО-АС (далее — смарт-зонды) предназначены для измерений температуры жидких, сыпучих, газообразных сред, температуры поверхности твердых тел, измерений относительной влажности газообразных неагрессивных сред, а также, измерений атмосферного давления в диапазоне наземных условий, с применением устройств на ОС Android.

Описание средства измерений

Принцип действия смарт-зондов основан на преобразовании электрических сигналов, пропорциональных измеряемым величинам, поступающих в электронный блок от первичных преобразователей (датчиков) и передач расчетных значений по радио-протоколу BLE (Bluetooth Low Energy) с несущей частотой 2,4 ГГц, на устройство с установленной программой ThermoMonitor, на операционной системе Android. Программа ThermoMonitor, обрабатывает полученные данные и отображает их на дисплее Android-устройства.

Принцип измерения температуры основан на зависимости электрического сопротивления датчика от измеряемой температуры, а так же на зависимости электрического напряжения от измеряемой температуры.

Принцип измерения относительной влажности основан на изменении электрической емкости датчиков в зависимости от диэлектрической проницаемости диэлектрика, используемого в качестве влагочувствительного слоя.

Принцип измерения атмосферного давления основан на пьезорезистивным преобразовании давления.

Смарт-зонды представляют собой переносные многофункциональные микропроцессорные приборы и состоят из электронного блока с автономным питанием, размещенного в пластиковом корпусе, и измерительных датчиков различного назначения и конструкции. В качестве первичных преобразователей температуры в измерительных зондах используются термопреобразователи сопротивления (ТС) с НСХ по ГОСТ 6651-2009, преобразователи термоэлектрические (ТП) с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001. В качестве первичных преобразователей влажности используются датчики влажности емкостного типа. Электронный блок состоит из микропроцессора, аналого-цифрового преобразователя, литий-полимерного аккумулятора, разъема micro-USB для зарядки, тактовой кнопки управления, светодиодного индикатора. В некоторых модификациях доступно использование флеш-памяти, для использования смарт-зонда в качестве измерительного регистратора.

Смарт-зонды изготавливаются в 65 различных модификациях.

Условное обозначение модификации смарт-зондов приведено ниже.

Смарт зонд _____. _____. _____. _____.
a b c d

a – тип зонда:

- смарт-зонд погружаемый (СЗПГ)
- смарт-зонд погружаемый усиленный (СЗПГУ)
- смарт-зонд воздушный (СЗВ)
- смарт-зонд воздушный высокоточный (СЗВВ)
- смарт-зонд поверхностный (СЗПВ)
- смарт-зонд поверхностный высокоточный (СЗПВТ)
- смарт-зонд поверхностный высокотемпературный (СЗПВВ)
- смарт-зонд поверхностный магнитный (СЗПМ)
- смарт-зонд для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя (СЗВТ, СЗВТП)
- смарт-зонд относительной влажности и температуры (СЗВЛ, СЗВЛП)
- смарт-зонд давления атмосферного (СЗДА, СЗДАП);
- смарт-зонд воздушный настенный (СЗВН);
- смарт-зонд относительной влажности и температуры настенный (СЗВЛН);
- смарт-зонд давления атмосферного и температуры настенный (СЗДАН);
- смарт-зонд микроклимата настенный (измерения давления атмосферного, температуры и влажности) (СЗМ);
- смарт-зонд для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя настенный (СЗВТН);

b – длина рабочего элемента, мм (отсутствует в настенных смарт-зондах);

c – «М» – диаметр стержня 2 мм (индекс используется только в модификации зонда СЗПГ);

d – «П» – смарт-зонд со встроенной флеш-памятью для использования в качестве измерительного регистратора (отсутствие индекса – память отсутствует; настенные смарт-зонды СЗВН, СЗВЛН, СЗДАН, СЗМ, СЗВТН имеют изначально встроенную флеш-память без применения в маркировке буквы «П»).

Цветовая гамма смарт-зондов и форма ручки-держателя могут быть изменены по решению Изготовителя в одностороннем порядке.

Фотографии общего вида смарт-зондов представлены на рисунках 1-17.



Рисунок 1 – Общий вид смарт-зондов погружаемых (СЗПГ, СЗПГП)



Рисунок 2 – Общий вид смарт-зондов воздушных (СЗВ, СЗВП)



Рисунок 3 – Общий вид смарт-зондов воздушных высокоточных (СЗВВ, СЗВВП)



Рисунок 4 – Общий вид смарт-зондов погружаемый усиленный (СЗПГУ, СЗПГУП)



Рисунок 5 – Общий вид смарт-зондов погружаемых (СЗПГМ, СЗПГМП)



Рисунок 6 – Общий вид смарт-зондов поверхностных (СЗПВ, СЗПВП)



Рисунок 7 – Общий вид смарт-зондов поверхностных высокоточных (СЗПВТ, СЗПВТП)



Рисунок 8 – Общий вид смарт-зондов поверхностных высокотемпературных (СЗПВВ, СЗПВВП)



Рисунок 9 – Общий вид смарт-зондов поверхностных магнитных (СЗПМ, СЗПМП)



Рисунок 10 – Общий вид смарт-зондов для подключения внешнего ТП (СЗВТ, СЗВТП)



Рисунок 11 – Общий вид смарт-зондов относительной влажности и температуры (СЗВЛ, СЗВЛП)



Рисунок 12 – Общий вид смарт-зондов давления атмосферного (СЗДА, СЗДАП)



Рисунок 13 – Общий вид смарт-зондов воздушных настенных (СЗВН)



Рисунок 14 – Общий вид смарт-зондов относительной влажности и температуры настенный (СЗВЛН)



Рисунок 15 – Общий вид смарт-зондов давления атмосферного и температуры настенный (СЗДАН)



Рисунок 16 – Общий вид смарт-зондов микроклимата (измерения давления атмосферного, температуры и влажности) (СЗМ)



Рисунок 17 – Общий вид смарт-зондов для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя настенный (СЗВТН)

Заводской номер смарт-зондов наносится в виде наклейки на корпусе смарт-зонда. Конструкция смарт-зондов не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений. Пломбирование смарт-зондов указано на рисунках 18 и 19.



Рисунок 18 – Место пломбирования корпусов
смарт-зондов (кроме настенных)

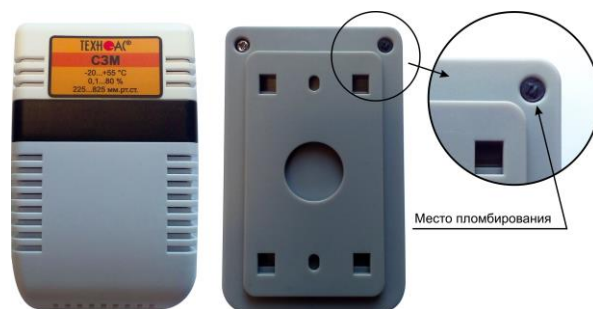


Рисунок 19 – Место пломбирования
настенных смарт-зондов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) смарт-зондов состоит из двух частей: из встроенного и автономного ПО.

Метрологически значимым является только встроенное ПО, находящееся в микропроцессоре внутри корпуса прибора. Данное ПО устанавливается на заводе-изготовителе во время производственного цикла и не подлежит внешней модификации на протяжении всего времени функционирования изделия.

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от преднамеренного и непреднамеренного доступа соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенного ПО для смарт-зондов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные встроенного ПО смарт-зондов

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Автономное ПО для устройства на операционной системе Android используется для приема измеренных значений со смарт-зондов и для дальнейшего отображения, обработки и сохранения, а также для настройки смарт-зондов.

Автономное ПО устанавливается из магазина приложений Google Play.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики смарт-зондов приведены в таблицах 2-9.

Метрологические характеристики смарт-зондов в зависимости от назначения и типа приведены в таблицах 2-7.

Таблица 2

Тип смарт-зонда и обозначение	Диапазон измерений температуры, °С	Показатель тепловой инерции, с	Пределы допускаемой основной погрешности измерений температуры		Разрешающая способность, °С
			абсолютная, °С	относительная, %	
Погружаемые смарт-зонды					
СЗПГ.150 СЗПГ.150П СЗПГУ.150 СЗПГУ.150П СЗПГ.150М СЗПГ.150МП	от -40 до +200	6	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±0,5 (св. +100 °С)	0,01
СЗПГ.300 СЗПГ.300П СЗПГУ.300 СЗПГУ.300П	от -40 до +300	6	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±0,5 (св. +100 °С)	0,01
СЗПГ.500 СЗПГ.500П СЗПГУ.500 СЗПГУ.500П СЗПГУ.1000 СЗПГУ.1000П СЗПГУ.1500 СЗПГУ.1500П	от -40 до +600	6	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±0,5 (св. +100 °С)	0,01
Воздушные смарт-зонды					
СЗВ.150 СЗВ.150П	от -40 до +200	2	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±0,5 (св. +100 °С)	0,01
СЗВ.500 СЗВ.500П СЗВ.1000 СЗВ.1000П	от -40 до +600				
Воздушные высокоточные смарт-зонды					
СЗВВ.150 СЗВВ.150П	от -40 до +200	2	±0,2 (св. 0 до +50 °С включ.) ±0,5 (от -40 до 0 °С включ. и св. +50 до +100 °С включ.)	± 0,5 (св. +100 °С)	0,01

Тип смарт-зонда и обозначение	Диапазон измерений температуры, °C	Показатель тепловой инерции, с	Пределы допускаемой основной погрешности измерений температуры		Разрешающая способность, °C
			абсолютная, °C	относительная, %	
Поверхностные смарт-зонды					
СЗПВ.150 СЗПВ.150П СЗПВ.300 СЗПВ.300П СЗПВ.500 СЗПВ.500П СЗПВ.1000 СЗПВ.1000П	от -40 до +250	10	±2 (от -40 до +100 °C включ.)	± 2 (св. +100 °C)	0,01
Поверхностные высокотемпературные смарт-зонды					
СЗПВВ.300 СЗПВВ.300П СЗПВВ.500 СЗПВВ.500П СЗПВВ.1000 СЗПВВ.1000П	от -40 до +500	10	±2 (от -40 до +100 °C включ.)	±2 (св. +100 °C)	0,01
Поверхностные высокоточные смарт-зонды					
СЗПВТ.150 СЗПВТ.150П СЗПВТ.300 СЗПВТ.300П СЗПВТ.500 СЗПВТ.500П	от -40 до +250	10	±(0,6+0,01·t) (св. 0 до +50 °C включ.) ±2 (от -40 до 0 °C включ. и св. +50 до +100 °C включ.)	±2 (св. +100 °C)	0,01
Поверхостные магнитные смарт-зонды					
СЗПМ СЗПМП	от -40 до +85	10	±2	-	0,01
Воздушные настенные смарт-зонды					
СЗВН	от -20 до +55	-	±0,5	-	0,01
где t – измеряемая температура, °C.					

Таблица 3

Тип смарт-зонда и обозначение	Диапазон измерений температуры, °С	Диапазон измерений относительной влажности, %	Показатель тепловой инерции, с	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений		Разрешающая способность	
				температуры, °С	относительной влажности, %	температуры, °С	относительной влажности, %
Смарт-зонды относительной влажности и температуры							
СЗВЛ.90 СЗВЛ.90П СЗВЛ.150 СЗВЛ.150П СЗВЛ.500 СЗВЛ.500П СЗВЛ.1000 СЗВЛ.1000П	от -20 до +85	от 0,1 до 100	5	±0,5	±3	0,01	0,01
Смарт-зонды относительной влажности и температуры настенные							
СЗВЛН	от -20 до +55	от 0,1 до 80	-	±0,5	±3	0,01	0,01

Таблица 4

Тип смарт-зонда и обозначение	Диапазон измерений температуры, °С	Диапазон измерений атмосферного давления, мм рт.ст.	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений		Разрешающая способность	
			температуры, °С	атмосферного давления, мм рт.ст.	температуры, °С	атмосферного давления, мм рт.ст.
СЗДА СЗДАП СЗДАН	от -20 до +55	от 225 до 825	±2	±3	0,1	0,01

Таблица 5

Тип смарт-зонда и обозначение	Диапазон измерений температуры, °С	Диапазон измерений атмосферного давления, мм рт.ст.	Диапазон измерений относительной влажности, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений			Разрешающая способность		
				температуры, °С	атмосферного давления, мм рт.ст.	относительной влажности, %	температуры, °С	атмосферного давления, мм рт.ст.	относительной влажности, %
СЗМ	от -20 до +55	от 225 до 825	от 0,1 до 80	±0,5	±3	±3	0,01	0,01	0,01

Таблица 6

Смарт-зонды СЗВТ ⁽¹⁾ , СЗВТП ⁽¹⁾ , СЗВТН ⁽¹⁾ (для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя)			
Тип внешнего термоэлектрического преобразователя	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры, °С ^(2, 3)	Разрешающая способность, °С
L	от -100 до +800	±0,5 ⁽¹⁾	0,01
K	от -100 до +1300		
B	от +600 до +1800		
R	от 0 до +1600		
S	от 0 до +1600		
Примечания: 1) тип внешнего термоэлектрического преобразователя (L, K, B, R или S по ГОСТ Р 8.585-2001) задается пользователем; 2) погрешность нормирована без учета погрешности внешнего термоэлектрического преобразователя 3) в данное значение погрешности включена погрешность автоматической компенсации температуры холодных спаев			

Таблица 7

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (от +15 до +25 °С включ.) в диапазоне от -20 до +55 °С на каждые 10 °С, от величин основных погрешностей	±0,4
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений температуры, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (от +15 до +25 °С включ.) в диапазоне от -20 до +55 °С на каждые 10 °С, от величин основных погрешностей	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений относительной влажности, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (от +15 до +25 °С включ.) в диапазоне от -20 до +55 °С на каждые 10 °С, от величин основных погрешностей	±0,5

Общие технические характеристики настенных модификаций смарт-зондов приведены в таблице 8.

Таблица 8

Наименование характеристики	Значение
Внешнее напряжение питания постоянного тока, В	от 4,5 до 5,5
Масса, г, не более	210
Габаритные размеры корпуса (длина×ширина×высота), мм, не более	110×70×44
Группа исполнения в зависимости от устойчивости и прочности к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в соответствии с ГОСТ Р 52931-2008	C4
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от -20 до +55 85
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет, не менее	3

Общие технические характеристики остальных модификаций смарт-зондов приведены в таблице 9.

Таблица 9

Наименование характеристики	Значение
Внешнее напряжение питания постоянного тока, В	от 4,5 до 5,5
Габаритные размеры рукоятки (длина×ширина×высота), мм, не более	135×35×28
Длина зонда (в зависимости от модификации), мм, не более: - СЗПГ, СЗППП - СЗПГУ, СЗПГУП - СЗПГМ, СЗПГМП - СЗВ, СЗВВ, СЗВП, СЗВВП - СЗПВ, СЗПВП - СЗПВВ, СЗПВВП - СЗВЛ, СЗВЛП	150, 300, 500 150, 300, 500, 1000, 1500 150 150, 500, 1000 150, 300, 500, 1000 500, 1000 150, 500, 1000
Диаметр зонда (в зависимости от модификации), мм, не более: - СЗПГ, СЗППП - СЗПГУ, СЗПГУП - СЗПГМ, СЗПГМП - СЗВ, СЗВВ, СЗВП, СЗВВП - СЗПВ, СЗПВП - СЗПВВ, СЗПВВП - СЗВЛ, СЗВЛП	4 6 2 4 6 6 6
Диаметр измерительной площадки зонда, мм, не более: - СЗПВ, СЗПВП - СЗПВВ, СЗПВВП - СЗПМ, СЗПМП	26 28 28
Группа исполнения в зависимости от устойчивости и прочности к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в соответствии с ГОСТ Р 52931-2008	С4
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от -20 до +55 95
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет, не менее	3

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации на прибор типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность смарт-зондов приведена в таблице 10.

Таблица 10

Наименование	Обозначение	Количество
Смарт-зонд ТЕХНО-АС	в соответствии с заказом	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СЗ ТА.000 РЭ	1 экз.
Упаковка ⁽¹⁾	-	1 шт.
Зарядное устройство ⁽¹⁾	-	1 шт.
Кабель microUSB-USB ⁽¹⁾	-	1 шт.
Примечание: ⁽¹⁾ - поставляется по дополнительному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3.6 Руководства по эксплуатации смарт-зондов СЗ ТА.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к смарт-зондам ТЕХНО-АС

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов.
Общие технические условия

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

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов.

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па».

ТУ 26.51.53-002-42290839-2021 Смарт-зонды ТЕХНО-АС. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НПО ТЕХНО-АС»

(ООО «НПО ТЕХНО-АС»)

ИНН 5022005435

Юридический адрес: 140408, Московская обл., г. Коломна,
ул. Октябрьской революции, 406

Почтовый адрес: 140408, Московская обл., г. Коломна,
ул. Октябрьской революции, 406

Телефон: +7 (496) 615-13-59, +7 (496) 613-51-47, +7 (496) 615-48-07

Web-сайт: www.technoac.ru

E-mail: npo@technoac.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «НПО ТЕХНО-АС»

(ООО «НПО ТЕХНО-АС»)

ИНН 5022005435

Юридический адрес: 140408, Московская обл., г. Коломна,
ул. Октябрьской революции, 406

Почтовый адрес: 140408, Московская обл., г. Коломна,
ул. Октябрьской революции, 406

Телефон: +7 (496) 615-13-59, +7 (496) 613-51-47, +7 (496) 615-48-07

Web-сайт: www.technoac.ru

E-mail: npo@technoac.ru

Общество с ограниченной ответственностью «ТД ТЕХНО-АС» (ООО «ТД ТЕХНО-АС»)

ИНН 7743367795

Юридический адрес: 125493, г. Москва, ВН. ТЕР. г. Муниципальный округ Гловинский,
ул. Смольная д. 2, этаж 5, помещ. 5, ком. 5, офис А2Б

Почтовый адрес: 140402, Московская обл. г. Коломна, а/я 85, ООО «ТД ТЕХНО-АС»

Телефон: +7 (499) 226-17-42

Web-сайт: <http://td-technoac.ru>

E-mail: marketing@td-technoac.ru

Испытательный центр

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

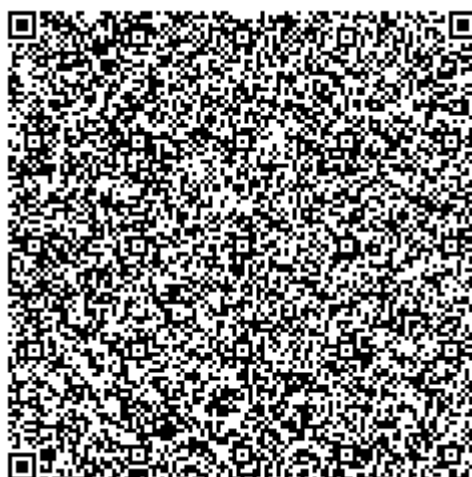
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи ФГБУ «ВНИИМС» об аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85491-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры показывающие железнодорожные ТМ

Назначение средства измерений

Манометры показывающие железнодорожные ТМ (далее – манометры или приборы) предназначены для измерений избыточного давления и давления-разрежения незагрязненных неагрессивных по отношению к медным сплавам жидких и газообразных сред.

Описание средства измерений

Принцип действия манометров основан на зависимости деформации чувствительного элемента от измеряемого давления. В качестве чувствительного элемента используется трубка Бурдона. Под воздействием измеряемого давления свободный конец трубки перемещается и с помощью специального механизма вращает стрелку манометра.

Манометры выпускаются в трех модификациях: ТМж, ТМВж, ТМ2ж, которые отличаются друг от друга конструкцией, метрологическими и техническими характеристиками.

Структурная схема обозначения манометров:

ТМХ-АБВГ(шкала)G.Д.Е.Ж, где:

Х – обозначение модификации: «ж» – одноштуцерный манометр, «Вж» – одноштуцерный мановакуумметр, «2ж» – двухштуцерный манометр

А – условное обозначение диаметра корпуса – номинальный диаметр корпуса: «5» - 100 мм

Б – материал корпуса: «1» - углеродистая сталь, «2» - нержавеющая сталь

В – материал штуцера и чувствительного элемента: «0» – медный сплав

Г – расположение штуцера: «РКТ» - радиальный с задним фланцем, «ТЭКТ» - тыльный эксцентрический с задним фланцем

(шкала) – диапазон показаний

G – резьба присоединения: «G1/4», «G1/2», «M12x1,5», «M20x1,5»

Д – класс точности: «1,0», «1,5»

Е – цвет циферблата: «W» - белый, «В» - черный

Ж – напряжение питания подсветки: DC12...110 В (постоянный ток), AC 220 В (переменный ток).

Общий вид манометров на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид манометров

Заводские номера в виде цифрового и (или) цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и (или) букв латинского алфавита, а также QR-кода, наносятся типографским способом на циферблат манометра.

Защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием корпуса манометра пломбой. Также возможно пломбирование путем нанесения на кольцо (байонет) и боковую поверхность корпуса манометра специальной наклейки, которая разрушается при попытке удалить ее или вскрыть манометр. Опломбирование корпуса ограничивает доступ к внутренним элементам конструкции.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа с возможными местами установки пломб и место нанесения заводского номера представлены на рисунке 2.

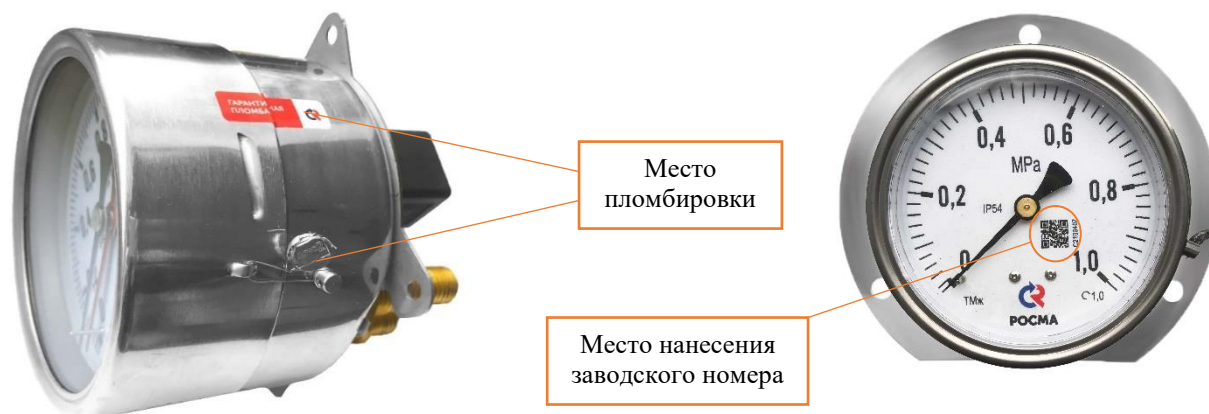


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа с возможными местами установки пломб и место нанесения заводского номера

Знак поверки наносится на корпус манометра (краской, пломбой, наклейкой) и (или) типографским способом на свидетельство о поверке и (или) в паспорт. Схема обозначения возможных мест нанесения знака поверки представлена на рисунке 3.

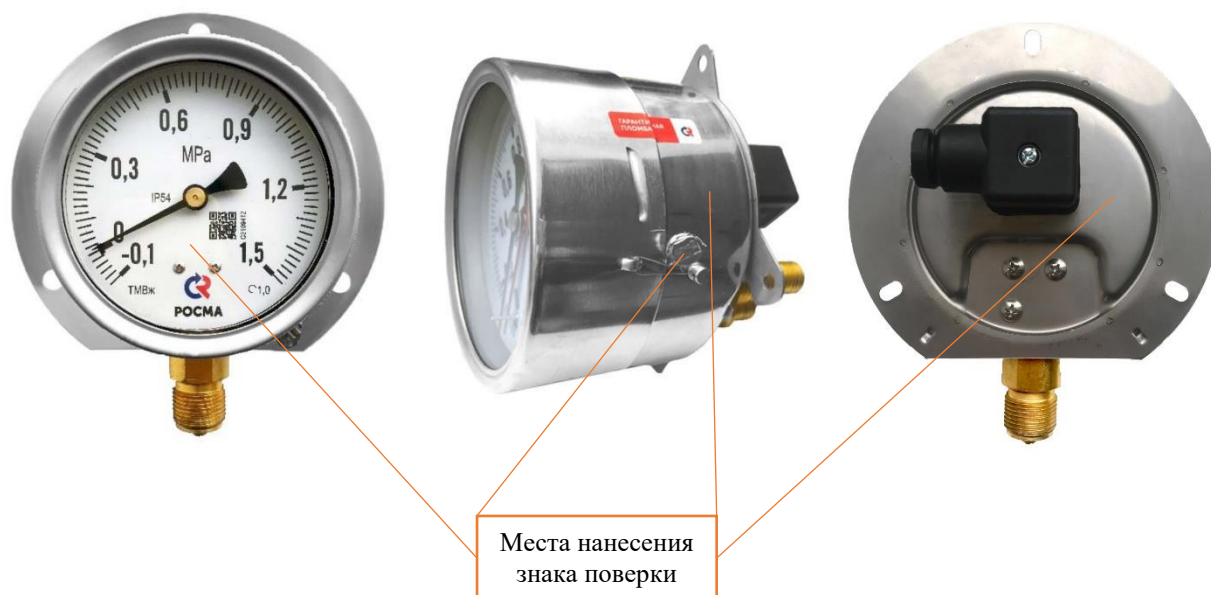


Рисунок 3 – Схема обозначения возможных мест нанесения знака поверки

Знак утверждения типа наносится на циферблат манометра. Схема нанесения знака утверждения типа на манометр представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Схема обозначения мест нанесения знака утверждения типа на манометр

Программное обеспечение
Отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики манометров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения ²⁾
Диапазоны измерений:¹⁾ - для модификации ТМж - для модификации ТМВж - для модификации ТМ2ж⁴⁾	от 0 до 250 кПа, от 0 до 400 кПа, от 0 до 600 кПа, от 0 до 1 МПа, от 0 до 1,6 МПа, от 0 до 2,5 МПа, от 0 до 4 МПа, от 0 до 6 МПа, от 0 до 10 МПа, от 0 до 16 МПа; от -100 до 150 кПа, от -100 до 300 кПа, от -100 до 500 кПа, от -0,1 до 0,9 МПа, от -0,1 до 1,5 МПа, от -0,1 до 2,4 МПа; от 0 до 600 кПа, от 0 до 1 МПа, от 0 до 1,6 МПа.
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления (γ), % ³⁾	$\pm 1,0$; $\pm 1,5$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий на каждые 10 °С, %	$\pm 0,5$
Вариация, %, не более	$ \gamma $
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Примечания: ¹⁾ Диапазон измерений равен диапазону показаний. ²⁾ Приборы могут изготавливаться с другими единицами измерения давления, допущенными к применению в Российской Федерации, а для приборов, поставляемых на экспорт, также с другими единицами измерений по запросу заказчика. ³⁾ Предел допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности приборов соответствует классу точности приборов. ⁴⁾ У приборов модификации ТМ2ж разность показаний между стрелками при одном и том же давлении, как при прямом, так и при обратном ходе стрелок, не должна превышать удвоенного предела допускаемой основной погрешности.	

Основные технические характеристики манометров приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты корпуса	IP54
Устойчивость и прочность к воздействию синусоидальных вибраций (группа исполнения по ГОСТ Р 52931-2008)	N3
Температура окружающей среды, °C	от -60 до +70
Температура измеряемой среды, °C	от -50 до +150 (120)*
Габаритные размеры (ширина x высота x глубина), мм, не более: - для модификации ТМж: - для модификации ТМВж: - для модификации ТМ2ж:	130x150x105 130x150x105 105x105x130
Масса, кг, не более: - для модификации ТМж: - для модификации ТМВж: - для модификации ТМ2ж:	0,65 0,65 0,95
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
* для манометров с подсветкой циферблата	

Знак утверждения типа

Наносится на титульные листы руководства по эксплуатации, на паспорта и на циферблат манометра типографским способом. Обозначение мест нанесения знака утверждения типа на манометр указаны на рисунке 4.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность манометров

Наименование	Обозначение	Количество
Манометр показывающий железнодорожный	ТМж, ТМВж, ТМ2ж	1 шт.
Паспорт	НСРП.406121.017ПС НСРП.406121.018ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.52.001-46269003-2021	по требованию
Принадлежности по заказу: отборные устройства, трехходовые краны, переходники (адаптеры), кронштейны и др.	-	по требованию

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 1.3 Устройство и работа РЭ 26.51.52.001-46269003-2021 «Манометры показывающие железнодорожные ТМ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к манометрам показывающим железнодорожным ТМ

ГОСТ 2405–88 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»

ТУ 26.51.52.001-46269003-2021 «Манометры показывающие железнодорожные ТМ. Технические условия»

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «РОСМА» (ЗАО «РОСМА»)

Юридический адрес: 188382, Ленинградская область, Гатчинский район, городской поселок Вырица, Сиверское шоссе, дом 168

ИНН 4719015564

Адрес осуществления деятельности: 199106, г. Санкт-Петербург, Шкиперский проток, д. 14, литер. 3, корп. 19

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РОСМА» (ЗАО «РОСМА»)

Юридический адрес: 188382, Ленинградская область, Гатчинский район, городской поселок Вырица, Сиверское шоссе, дом 168

ИНН 4719015564

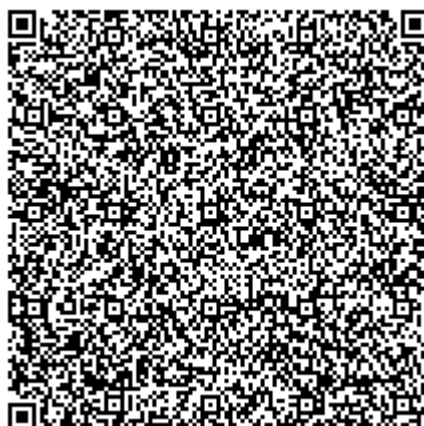
Адрес осуществления деятельности: 199106, г. Санкт-Петербург, Шкиперский проток, д. 14, литер. 3, корп. 19

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311313.



Регистрационный № 85492-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока АВ12

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока АВ12 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой однофазные трансформаторы опорного типа с литой изоляцией. Первичная и вторичные обмотки залиты специальным компаундом, который обеспечивает основную изоляцию и создает «корпус» трансформатора. Выводы первичной обмотки расположены на верхнем торце трансформаторов и выполнены в виде контактных площадок для подключения токоведущих шин. Выводы вторичных обмоток помещены в контактную коробку на основании трансформатора. Контактная коробка вторичных выводов снабжена изоляционной пломбируемой крышкой.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока АВ12 зав. № 04593, 04594, 04595.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

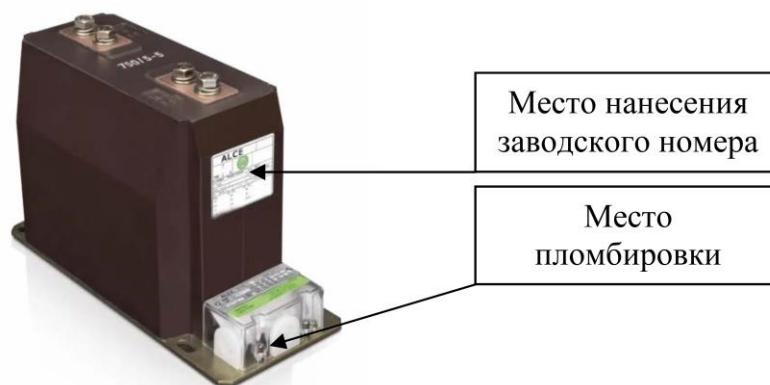


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки,
места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	04593, 04594, 04595
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	200
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	AB12	1 шт.
Паспорт	AB12	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока

Изготовитель

Фирма "ALCE Elektrik Sanayi ve Ticaret A.S.", Турция
Адрес: Ramazanoglu Mahallesi Transtek Cad. No: 6 P.K. 34906 Pendik/Istanbul, Turkey
Телефон: +90 216 585 42 00
Факс: +90 216 378 26 43
Web-сайт: www.alce-elektrik.com.tr
E-mail: info@alce-elektrik.com.tr

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

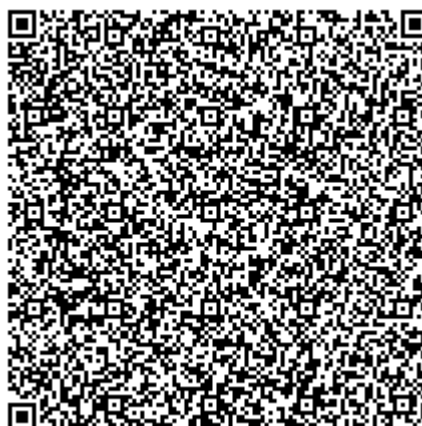
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85493-22

Лист № 1
Всего листов 61

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ростовской 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) и к шкале всемирного координированного времени UTC, 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 измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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» (основные и/или резервные) и ПАО «ФСК ЕЭС»;

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

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ». Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

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 шкалам времени UTC и UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1-119 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. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-119 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 120-142 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Далее данные с УСПД передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, 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 80020, 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 80020, 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 сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01 или радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы серверов, УСПД и счётчиков.

Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, сервер точного времени СТВ-01 или радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют приём 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 типа Метроном-50М (основного и резервного). 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» оснащён УССВ типа 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 устройством коррекции времени может быть 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» оснащён УССВ типа 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 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 резервного 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 ИК №№ 1-119 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).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащён УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» типа ЭКОМ-3000 оснащено собственным резервным УССВ на базе GPS-приёмника, который осуществляет приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы GPS и синхронизирует собственные часы со шкалой всемирного координированного времени UTC.

Переключение на резервный источник точного времени в УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» типа ЭКОМ-3000 происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ, подключенного к серверу ПАО «ФСК ЕЭС». Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и всемирного координированного времени UTC более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

Счётчики ИК №№ 120-142 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счётчиков, 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 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

Таблица 4 - 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

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.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, основные 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, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Восточная, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.04					
2	ПС 110 кВ Восточная, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.04					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Восточная, Ф.1 б кВ ТП-1419, ТП-1403	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
4	ПС 110 кВ Восточная, Ф.2 б кВ ТП-1176	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
5	ПС 110 кВ Восточная, Ф.3 Завод 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Восточная, Ф.4 Завод 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
7	ПС 110 кВ Восточная, Ф.6 6кВ Аэропорт	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
8	ПС 110 кВ Восточная, Ф.7 6 кВ РГТУ-15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №814-53, 517-50	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Восточная, Ф.8 6 кВ ТП-1597	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68, 1276-59	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
10	ПС 110 кВ Восточная, Ф.9 6 кВ ТП-1179	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
11	ПС 110 кВ Восточная, яч.№10, Ф.10 Аэропорт	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Двойная- тяговая, ввод Т-1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №16023-97	А	ТФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФМ-110		
				С	ТФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
13	ПС 110 кВ Двойная- тяговая, ввод Т-2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №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 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
14	ПС 110 кВ Замчалово, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Волченская ПТФ- Замчалово	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Замчалово, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Г-20 - Замчалово	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
16	ПС 110 кВ Замчалово, ВЛ 35 кВ Лихая-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №17552-98	А	ТФМ-35-П	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФМ-35-П		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
17	ПС 110 кВ Замчалово, ВЛ 35 кВ Лихая-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3690-73, 26417-04	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Замчалово, ОРУ 35 кВ, Ф.ВЛ 35 кВ Г-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №59982-15	A	ТГМ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТГМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №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-B-3					
19	ПС 110 кВ Замчалово, ОРУ 35 кВ, Ф.ВЛ 35 кВ Углерод	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №59982-15	A	ТГМ		
				B	-		
				C	ТГМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №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-B-3					
20	ПС 110 кВ Зимовники- тяговая, ввод Т-1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60290-15	A	ЗНГА-110		
				B	ЗНГА-110		
				C	ЗНГА-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Зимовники- тяговая, Т2 110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №16023-97	A	ТФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RAL-B-4					
22	ПС 110 кВ Зимовники- тяговая, ввод Т-2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60290-15	A	ЗНГА-110		
				B	ЗНГА-110		
				C	ЗНГА-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
23	ПС 110 кВ Колодези тяговая, ВЛ 110 кВ Промзона-Колодези	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	A	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТОГФ		
				C	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Колодези тяговая, ВЛ-110 кВ Кутейниково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
25	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15	А	ТОГФ		
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
26	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15	А	ТОГФ		
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф. ПЭ 1 10кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
28	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф. ПЭ 2 10кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
29	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф. Станция-1 10кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф-1 ЛЭП 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=20/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
31	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф-2 ЛЭП 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=40/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
32	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ввод 110 кВ Т-1	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/√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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
34	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ВЛ 35 кВ Кугей тяговая-А-15 (ф-3-35 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
35	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ВЛ 35 кВ Кугей тяговая-А-16 (ф-2-35 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ВЛ 35 кВ Кугей тяговая-А-7 (ф-4-35 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
37	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ДПР1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3689-73	А	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ-35Б-1У1		
				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	ЕА05RL-P1B-3					
38	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, Ф.2 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-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	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Кутейниково тяговая, ВЛ 110 кВ Промзона-Кутейниково	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №61432-15	А	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
40	ПС 110 кВ Лесостепь, , ВЛ 110 кВ С2 - Лесостепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
41	ПС 110 кВ Лесостепь, , ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС - Лесостепь (ВЛ 110 кВ ШТЭС - Лесостепь)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ввод 35 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №21256-03	А	ТОЛ 35	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
43	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ввод 35 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №21256-03	А	ТОЛ 35		
				В	-		
				С	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
44	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ВЛ 110 кВ М.Курган - Квашино	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/√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	А1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ВЛ 110 кВ Т-15	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4					
46	ПС 110 кВ Песчанокопская- тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №26813-06	А	ТРГ-110 II*		
				В	ТРГ-110 II*		
				С	ТРГ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №41794-09	А	ЗНГ		
				В	ЗНГ		
				С	ЗНГ		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					
47	ПС 110 кВ Песчанокопская- тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №26813-06	А	ТРГ-110 II*		
				В	ТРГ-110 II*		
				С	ТРГ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №41794-09	А	ЗНГ		
				В	ЗНГ		
				С	ЗНГ		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Пролетарская, ВЛ 110 кВ Пролетарская- Двойная тяговая 1 цепь	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФЗМ 110Б-IV		
				C	ТФЗМ 110Б-IV		
		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 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					
49	ПС 110 кВ Пролетарская, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2793-71	A	ТФНД-110М		
				B	ТФНД-110М		
				C	ТФНД-110М		
		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	A1802RAL-P4GB-DW-4					
50	ПС 110 кВ Промзона (110/10/10 кВ), ВЛ-110 кВ Промзона - Колодези	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №61432-15	A	ТОГФ		
				B	ТОГФ		
				C	ТОГФ		
		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					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Промзона (110/10/10 кВ), ВЛ-110 кВ Промзона - Кутейниково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
52	ПС 110 кВ Промзона (110/10/10 кВ), ОМВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2793-71	А	ТФНД-110М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ-110Б-ІУ1		
				С	ТФНД-110М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
53	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, ВЛ 110 кВ Дубовская-Ремонтная тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	А	ТРГ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТРГ-110 II*		
				С	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №47846-11	А	СРА 123		
				В	СРА 123		
				С	СРА 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, ВЛ 110 кВ Жуковская-Ремонтная тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №47846-11	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4					
55	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, Ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №36291-11	A	ТЛО-35	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТЛО-35		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51637-12	A	TJC		
				B	TJC		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3					
56	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, Ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №36291-11	A	ТЛО-35	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТЛО-35		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51637-12	A	TJC		
				B	TJC		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Сальская- тяговая, ввод Т-1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №26813-06	А	ТРГ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТРГ-110 II*		
				С	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №41794-09	А	ЗНГ		
				В	ЗНГ		
				С	ЗНГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					
58	ПС 110 кВ Сальская- тяговая, ввод Т-2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №26813-06	А	ТРГ-110 II*		
				В	ТРГ-110 II*		
				С	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №41794-09	А	ЗНГ		
				В	ЗНГ		
				С	ЗНГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					
59	ПС 110 кВ Сальская- тяговая, Ф.3 10 кВ ТП-54	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Сальская- тяговая, Ф. ТП-3 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
61	ПС 110 кВ Сальская- тяговая, Ф.11 10 кВ ТП-101	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
62	ПС 110 кВ Старая станция, Т1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №44640-10	А	ТОГФ-110		
				В	ТОГФ-110		
				С	ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №61431-15	А	ЗНОГ		
				В	ЗНОГ		
				С	ЗНОГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Старая станция-Т2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №44640-10	A	ТОГФ-110	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОГФ-110		
				C	ТОГФ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №61431-15	A	ЗНОГ		
				B	ЗНОГ		
				C	ЗНОГ		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			
64	ПС 110 кВ Старая Станица, отпайка ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона-Миллерово-ГОК-С.Станица-Тарасовская-Погорелово 2ц)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
65	ПС 110 кВ Старая Станица, отпайка ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона-Миллерово-ГОК-С.Станица-Тарасовская-Погорелово 1ц)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Старая станция, Т1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
67	ПС 110 кВ Старая станция, Т2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ		
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
68	ПС 110 кВ Старая станция, Ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ		
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Старая станция, Ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
70	ПС 110 кВ Старая станция, Т1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
71	ПС 110 кВ Старая станция, Т2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Старая станция, яч.№1, ВЛ-10 кВ №1 (Ф.1- 10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					
73	ПС 110 кВ Старая станция, яч.№2, ВЛ-10 кВ №2 (Ф.2- 10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					
74	ПС 110 кВ Старая станция, яч.№3, ВЛ-10 кВ №3 (Ф.3- 10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
75	ПС 110 кВ Старая станица, Ф.5 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =30/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					
76	ПС 110 кВ Хапры, ВЛ 110 кВ Р29 - Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь (ВЛ 110 кВ Р29-Чалтырь-Хапры)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
77	ПС 110 кВ Хапры, ВЛ 110 кВ Синявская - Хапры	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Хапры, Ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТФН-35М		
				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-B-3			
79	ПС 110 кВ Хапры, Ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	ТФ3М-35А-У1		
				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-P1B-3			
80	ПС 110 кВ Хапры, Ф.ДПР-3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	ТФ3М-35А-У1		
				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-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Хапры, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
82	ПС 110 кВ Хапры, ВЛ-10 кВ №3 (Ф.3-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RL-B-3					
83	ПС 110 кВ Хапры, ВЛ-10 кВ №4 (Ф.4-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-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 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Хапры, ВЛ-10 кВ №5 (Ф.5-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-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 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
85	ПС 220 кВ Погорелово, ввод 110 кВ Т-1	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/√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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
86	ПС 220 кВ Погорелово, ввод 110 кВ Т-2	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/√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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
87	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона-Миллерово-ГОК-С.Станица-Тарасовская-Погорелово 1ц)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
88	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона-Миллерово-ГОК-С.Станица-Тарасовская-Погорелово 2ц)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
89	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Чебатовская	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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
90	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ - Погорелово I цепь с отпайкой на ПС К4 (ВЛ 110 кВ КТЭЦ-К4-Погорелово 1ц)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
91	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ - Погорелово II цепь с отпайкой на ПС К4 (ВЛ 110 кВ КТЭЦ-К4-Погорелово 2ц)	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/√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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
92	ПС 220 кВ Погорелово, ОВ-110 кВ	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/√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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
93	ПС 220 кВ Погорелово, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Погорелово - Г-5 (Ф.1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №21256-01	A	ТОЛ-35Б	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-35Б		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RAL-B-3			
94	ПС 220 кВ Погорелово, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Погорелово - ЗСК	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RAL-B-3			
95	ПС 220 кВ Погорелово, Ф.ПГ 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
96	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 220 кВ Сыоево- Великоцкая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	А	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
97	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 220 кВ Сыоево- Луганская ТЭС	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
98	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Колодезянская	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/√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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
99	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Промзона - Сыоево I цепь (ВЛ 110 кВ Промзона-Сыоево 1ц)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
100	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Промзона - Сыоево II цепь (ВЛ 110 кВ Промзона-Сыоево 2ц)	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/√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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
101	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Сыоево - Чертково 1ц	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/√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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
102	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Сыоево - Чертково 2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
103	ПС 220 кВ Сыоево, 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/√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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
104	ПС 220 кВ Сыоево, Ф.2 10 кВ Шептуховка	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
105	ПС 220 кВ Сысово, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
106	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-1 27, 5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №19720-06	А	ТВ		
				В	ТВ		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
107	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-2 27, 5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №19720-06	А	ТВ		
				В	ТВ		
				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-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
108	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-1 СН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15173-06	А	ТШП-0,66	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТШП-0,66		
				С	ТШП-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-4					
109	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-2 СН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15173-06	А	ТШП-0,66		
				В	ТШП-0,66		
				С	ТШП-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-4					
110	ПРП Усть-Донецк 27,5 кВ, Ф.1 27, 5 кВ (ФКС-1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	-		
				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	EA05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
111	ПРП Усть-Донецк 27,5 кВ, Ф.2 27, 5 кВ (ФКС-2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				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	ЕА05РАL-В-3			
112	ПРП Усть-Донецк 27,5 кВ, Ф.ДПР 27, 5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	ТФЗМ 35А-У1		
				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	ЕА05РАL-В-3			
113	ПС 27,5 кВ Таганрог- тяговая, Ввод 1 от АТ-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №83313-21	A	ТВД-35МКП		
				B	ТВД-35МКП		
				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	ЕА05РАL-В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
114	ПС 27,5 кВ Таганрог- тяговая, Ввод-2 27,5 кВ (Т-1 27, 5 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №71924-18	A	ТВД-35МКП	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				B	ТВД-35МКП				
				C	-				
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
		115	ПС Койсуг-тяговая 27,5 кВ, Ввод АТ1 27,5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №19720-06			A	ТВ
								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			EA05RAL-B-3					
116	ПС Койсуг-тяговая 27,5 кВ, Ввод АТ2 27,5			ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №19720-06	A	ТВ		
						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	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
117	ПС Л-1 35/6 кВ , Ввод Т2 35 кВ (Ввод от ВЛ Лихая-2)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №26419-04	А	ТФЗМ 35Б-I У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ 35Б-I У1		
				С	ТФЗМ 35Б-I У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05			
118	ПС 110 кВ Матвеев Курган, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №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 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			
119	ПС 110 кВ Матвеев Курган, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №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	EA02RALX-P3B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
120	ПС 220 кВ Зимовники , ВЛ 110 кВ Зимовники- тяговая	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №24811-03	А	ТФЗМ 110Б	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	СТБ-01 Пер. № 49933-12 РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТФЗМ 110Б		
				С	ТФЗМ 110Б		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №75606-19	А	НКФ 110-57 У1		
				В	НКФ 110-57 У1		
				С	НКФ 110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
121	ПС 220 кВ Зимовники , ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №75606-19	А	НКФ 110-57 У1		
				В	НКФ 110-57 У1		
				С	НКФ 110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
122	ПС 220 кВ Койсуг, ввод ВЛ 27,5 кВ тяга1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №49113-12	A	ТПУ 7	RTU-325L Пер. № 37288-08	СТБ-01 Пер. № 49933-12 РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТПУ 7		
				C	ТПУ 7		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51401-12	A	ТЈР		
				B	ТЈР		
				C	ТЈР		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALXQV-P4GB-DW-4					
123	ПС 220 кВ Койсуг, ввод ВЛ 27,5 кВ тяга2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №49113-12	A	ТПУ 7		
				B	ТПУ 7		
				C	ТПУ 7		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51401-12	A	ТЈР		
				B	ТЈР		
				C	ТЈР		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALXQV-P4GB-DW-4					
124	ПС 220 кВ НЗБ, Ввод 1 27,5 кВ (ВЛ 27.5кВ МПС-1)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №21256-07	A	ТОЛ-35	RTU-325H Пер. № 44626-10	
				B	ТОЛ-35		
				C	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	3НОМ-35-65		
				B	3НОМ-35-65		
				C	3НОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
125	ПС 220 кВ НЗБ, Ввод 2 27,5 кВ (ВЛ 27.5кВ МПС-2)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №21256-07	A	ТОЛ-35	RTU-325H Пер. № 44626-10	СТБ-01 Пер. № 49933-12 РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-35		
				C	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
126	ПС 220 кВ НЗБ, ТСН1 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
127	ПС 220 кВ НЗБ, ТСН2 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
128	ПС 220 кВ Песчанокопская, ВЛ 110 кВ Песчанокопская- тяговая 1 цепь	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №56255-14	A	ТВ-ЭК исп. М3	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	СТВ-01 Пер. № 49933-12 РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТВ-ЭК исп. М3		
				C	ТВ-ЭК исп. М3		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №82574-21, 82470-21, 82470-21	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ 110-57 У1		
				C	НКФ 110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
129	ПС 220 кВ Песчанокопская, ВЛ 110 кВ Песчанокопская- тяговая 2 цепь	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №56255-14	A	ТВ-ЭК исп. М3		
				B	ТВ-ЭК исп. М3		
				C	ТВ-ЭК исп. М3		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√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 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
130	ПС 220 кВ Песчанокопская, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №82574-21, 82470-21, 82470-21	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ 110-57 У1		
				C	НКФ 110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
131	ПС 220 кВ Погорелово, АТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	СТВ-01 Рег. № 49933-12 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALQ-P4GB-DW-4					
132	ПС 220 кВ Погорелово, АТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	СТВ-01 Рег. № 49933-12 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4					
133	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Чебатовская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	СТВ-01 Рег. № 49933-12 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
134	ПС 220 кВ Сальская, ВЛ 110 кВ Сальская- Сальская тяг. 1ц	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №56255-14	A	ТВ-ЭК исп. М3	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	СТВ-01 Пер. № 49933-12 РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТВ-ЭК исп. М3		
				C	ТВ-ЭК исп. М3		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60542-15	A	НДКМ		
				B	НДКМ		
				C	НДКМ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
135	ПС 220 кВ Сальская, ВЛ 110 кВ Сальская- Сальская тяг. 2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60542-15	A	НДКМ		
				B	НДКМ		
				C	НДКМ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
136	ПС 220 кВ Сальская, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60542-15	A	НДКМ		
				B	НДКМ		
				C	НДКМ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
137	ПС 220 кВ Сальская, яч.29, Ф.ПГ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	СТВ-01 Пер. № 49933-12 РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
138	ПС 220 кВ Т-10, ввод от АТ1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №59982-15	А	ТГМ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04			
				В	ТГМ				
				С	ТГМ				
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	А	ЗНОМ-35-65				
				В	ЗНОМ-35-65				
				С	-				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		139	ПС 220 кВ Т-10, ГРЩ-0,4 кВ ТСН-1, Ввод 0,4 кВ Обдув от ТСН-1 ПС Т-10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №64182-16			А	ТШП
								В	ТШП
С	ТШП								
ТН	-			А	-				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
140	ПС 220 кВ Т-10, ГРШ-0,4 кВ ТСН-2, Ввод 0,4 кВ Обдув от ТСН-2 ПС Т-10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №64182-16	А	ТШП	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	СТБ-01 Рег. № 49933-12 РСТБ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТШП		
				С	ТШП		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
141	ПС 220 кВ Т-10, ЩСН-0,4 кВ №1, Ввод 0,4 кВ 1С (ТСН-1 ПС Т-10)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №64182-16	А	ТШП		
				В	ТШП		
				С	ТШП		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
142	ПС 220 кВ Т-10, ЩСН-0,4 кВ №1, Ввод 0,4 кВ 2С (ТСН-2 ПС Т-10)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №64182-16	А	ТШП		
				В	ТШП		
				С	ТШП		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-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, 14, 15, 32, 33, 40, 41, 44, 46, 47, 57, 58, 64, 65, 76, 77, 85-92, 96, 97, 100, 102, 103, 119, 135, 136	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3-13, 16-19, 34, 36-38, 59-61, 78-81, 83, 84, 106, 107, 110-117	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
20, 22-26, 39, 45, 53, 54, 62, 63, 98, 99, 101, 118	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
21, 35, 52, 82, 93-95	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
27-31, 66-75, 122, 123	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
42, 43	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
48, 120, 137	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
49	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
50, 51, 132	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
55, 56	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
104, 105	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
108, 109	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
121, 130, 131	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
124-129, 133, 138	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
134	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,8
139-142	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,8
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, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, 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 +22

Продолжение таблицы 7

1	2
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-325H - для УСПД RTU-325L - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. №17049-04) - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14) - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +50 от -10 до +55 от -10 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05: - 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 УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325H: - 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 ЭКОМ-3000 (рег. №17049-04): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 50000 72 80000 72 90000 72 140000 72 40000 24 55000 24 100000 24 75000 24

Продолжение таблицы 7

1	2
УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14): - 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	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 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	84 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	18 шт.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 II*	18 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	3 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	5 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-IY1	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-110	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК исп. М3	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК исп. М1	9 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ	21 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	7 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-I У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-35	4 шт.
Трансформаторы тока	ТРУ 7	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ	8 шт.
Трансформаторы тока	ТВД-35МКП	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35Б	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-35-II	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	12 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ	7 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	15 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	5 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	33 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	8 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ	1 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	5 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП	12 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ	9 шт.
Трансформаторы напряжения измерительные	СРА 123	6 шт.
Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	51 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	28 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ 110-57 У1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ 110-57	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЈС	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЈР	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	49 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	44 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	65 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	1 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	23 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	9 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.194.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 Ростовской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

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

Правообладатель

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

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 «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

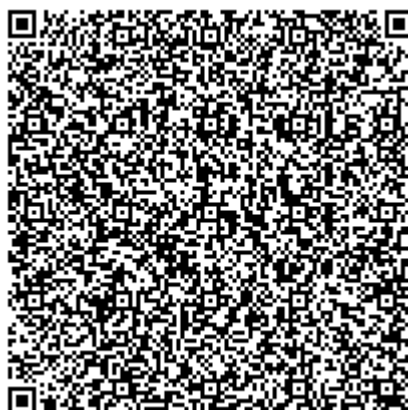
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130,
строение 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312235



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85494-22

Лист № 1
Всего листов 25

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Метафракс
Кемикалс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Метафракс Кемикалс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПАО «Метафракс Кемикалс», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя, сервер, обеспечивающий функции сбора, хранения, предоставления результатов измерений (сервер СД), устройства синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места (АРМ), установленные на объекте, и АРМ, обеспечивающие удаленный доступ; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура), программный комплекс «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование унифицированных сигналов в значения измеряемых величин, получение данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы (БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл с результатами измерений в формате XML. Передача коммерческой информации с верхнего уровня АИИС КУЭ в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭ, сетевым организациям осуществляется в ручном режиме по электронной почте в виде электронного документа XML (80020, 80040, 80050) с подтверждением его подлинности электронной подписью ПАО «Метафракс Кемикалс». Для обмена информацией используется резервированный канал связи (интернет-соединение).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа ЭНКС-2 (зарегистрировано в ФИФ ОЕИ под № 37328-15), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ± 1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ± 2 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 2 с.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает возможность пломбировки и нанесения заводского номера. Заводской номер заносится в Паспорт-Формуляр типографским способом.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает нанесение на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера».

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений. Доступ к ПК «Энергосфера» с целью параметрирования и считывания данных защищен паролями ПК «Энергосфера» и паролем операционной системы в соответствии с правами доступа.

Программное обеспечение счетчиков электрической энергии защищено от параметрирования и считывания данных паролями в соответствии с правами доступа.

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла pro_metr.dll. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» (pro_metr.dll)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Канал измерений		Состав измерительного канала					
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)		Обозначение, тип		К _{тт} ·К _{тн} ·К _{сч}	УСПД
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная I цепь	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} = 150/5 Рег. № 64181-16	A	ТВ-110-I-5 У2	33000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТВ-110-I-5 У2		
				C	ТВ-110-I-5 У2		
		ТН	КТ 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	A	СРВ 123-550		
				B	СРВ 123-550		
				C	СРВ 123-550		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			
2	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная II цепь	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} = 150/5 Рег. № 64181-16	A	ТВ-110-I-5 У2	33000	
				B	ТВ-110-I-5 У2		
				C	ТВ-110-I-5 У2		
		ТН	КТ 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	A	СРВ 123-550		
				B	СРВ 123-550		
				C	СРВ 123-550		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			

ЭКОМ-3000
Рег. №
17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Горная – Метанол I цепь	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	A	TB-110-I-5 Y2	44000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	TB-110-I-5 Y2		
				C	TB-110-I-5 Y2		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-06	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
4	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Горная – Метанол II цепь	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	A	TB-110-I-5 Y2	44000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	TB-110-I-5 Y2		
				C	TB-110-I-5 Y2		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-06	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
5	ПС 110 кВ АКМ (ГПП-3), РУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная I цепь	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 64181-16	A	TB-110	66000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	TB-110		
				C	TB-110		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 71404-18	A	TVI145		
				B	TVI145		
				C	TVI145		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
6	ПС 110 кВ АКМ (ГПП-3), РУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная II цепь	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 64181-16	A	TB-110	66000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	TB-110		
				C	TB-110		
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 71404-18	A	TVI145		
				B	TVI145		
				C	TVI145		
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
7	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. №27, КЛ-10кВ ф. Т-1 ПС 46	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	2000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М			
8	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. №22, КЛ-10кВ ф. Т-2 ПС 46	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	2000	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Косьва, ЗРУ-6 кВ, яч. №1 ввод Т-1	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 36308-07	А	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1	4800	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				В	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
			КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47959-11	С	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-07	А	ЗНОЛП-6У2		
			КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	В	ЗНОЛ.06-6 У3		
				С	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	ЕА05RL-C-4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
10	ПС 110 кВ Косьва, ЗРУ-6 кВ, яч. №17 ввод Т-2	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47959-11	А	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1	4800	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
			КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 36308-07	В	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
			КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 36308-07	С	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-6 У3		
			КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-07	В	ЗНОЛП-6 У2		
			КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	С	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч = 1 Рег. № 16666-97	ЕА05RL-C-4			
11	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №34, ВЛ-6кВ ф. Северный-1	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47958-11	А	ТПЛ-10-М	4800	
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-6 У3		
				В	ЗНОЛ.06-6 У3		
				С	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №21, ВЛ-6кВ ф. Северный-2	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10-М	3600	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			
13	КГРЭС №3, фид. пристрой РУ-6кВ, ПСВ-1	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	2400	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	ЕА05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
14	КГРЭС №3, фид. пристрой РУ-6кВ, ПСВ-2	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	2400	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
			КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-16	C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	ЕА05РАL-В-3			
15	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 34, КЛ-6кВ ф.1 ПС-9	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10-М	2400	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6 У2		
				B	ЗНОЛП-6 У2		
				C	ЗНОЛП-6 У2		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
16	ПС 110 кВ ГХЗ (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 12, КЛ-6кВ ф.2 ПС-9	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10-М	2400	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6 У2		
				B	ЗНОЛП-6 У2		
				C	ЗНОЛП-6 У2		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			
17	ПС 110 кВ Метанол (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №28, КЛ-6кВ ф. АД-2	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	1800	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
		Счетчик	КТ 0,5S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 33446-06	СЕ 303			

Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2							
1	2	3		4		5	6
18	Пост охраны «Переезд»	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 28139-04	A	ТТИ-А	10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТТИ-А		
				C	ТТИ-А		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			
19	Станция «Углеуральская» пост охраны	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 40/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	8	
				B	-		
				C	-		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
20	База отдыха «Губахинский кокс»	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			
21	ПС 46, УСИ, ввод №1	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
22	ПС 46, УСИ, ввод №2	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			
23	ПС 46, «Мегафон» №1	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			

Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2							
1	2	3		4		5	6
24	ПС 46, «Мегафон» №2	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} = 20/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			
25	ПС-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4кВ ф. Узел учета газа Ввод 1	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} = 30/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	6	
				B	-		
				C	-		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
26	ПС-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4кВ ф. Узел учета газа Ввод 2	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} = 30/5 Рег. № 28565-05	A	ТОП-0,66	6	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	-		
				C	-		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			
27	АО «Газпром газораспределение Пермь» (Уралгазсервис)	ТТ		A	-	1	
				B	-		
				C	-		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09			

Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2							
1	2	3		4		5	6
28	Станция «Водораздельная»	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	80	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М			
29	Станция «Новая»	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	80	
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
30	ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (ГРС)	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47959-16	A	ТОП-0,66	20	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН		A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М			

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 2 характеристик.
2. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1, 2, 3, 4	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,5	2,9
5, 6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
7, 8	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
9, 10	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11, 12, 15, 16	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	1,1	2,1
13, 14	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
17	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,6	2,1
18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,8
27	Активная	0,6	1,9
	Реактивная	1,1	2,5
28, 29, 30	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8

Примечания к таблице 3:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- 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 минус 40 до плюс 55 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК АИИС КУЭ	34
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: для ТТ и ТН для счетчиков для УСПД для УССВ магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -40 до +40 от -40 до +55 от -10 до +50 от -40 до +70 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики ЕвроАЛЬФА: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЕ 303: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики ЦЭ6850М: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: коэффициент готовности, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 2 160000 2 90000 2 160000 2 220000 2 75000 24 120000 1 0,99 1

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ:	
- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±3

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью системы гарантированного электропитания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменением данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

В Журнале событий ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- попыток несанкционированного доступа;

- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;

- перезапусков ИВКЭ;

- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- результатов самодиагностики;

- отключения питания.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;

- изменения коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;

- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;

- пропадание питания;

- замена счетчика;

- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИК.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- 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;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТВ-110	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 III	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	18
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	21
Трансформаторы тока	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	16
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	8
Трансформаторы напряжения	ТВ1145	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123-550	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	4
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	1

Продолжение таблицы 5

Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счетчики электрической энергии	ЦЭ6850	5
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Паспорт-Формуляр	У-1811-2-ПФ	1
Руководство по эксплуатации	У-1811-2-РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе У-1811-1-РЭ. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 5908077409

Адрес: 614042, г. Пермь, ул. Причальная, дом 27, офис 1

Телефон (факс): +7 (342) 257 56 06

Web-сайт: www.teracont.ru

E-mail: info@teracont.ru

Изготовитель

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

ИНН 5908077409

Адрес: 614042, г. Пермь, ул. Причальная, дом 27, офис 1

Телефон (факс): +7 (342) 257 56 06

Web-сайт: www.teracont.ru

E-mail: info@teracont.ru

Испытательный центр

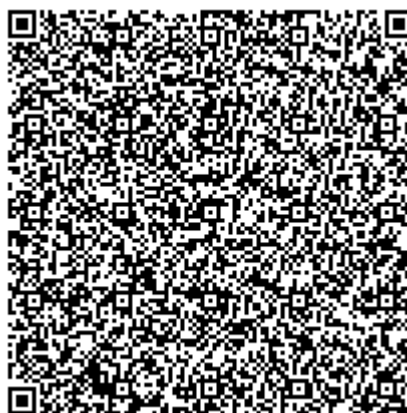
ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310659



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» мая 2022 г. № 1117

Регистрационный № 85495-22

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Дагестан (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) и 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, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

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 ИК №№ 1-45 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. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 46-48 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации.

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

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 80020, 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 80020, 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 80020, 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. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 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).

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 резервного 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).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» типа ЭКОМ-3000 оснащено собственным резервным УССВ на базе GPS-приёмника, который осуществляет приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы GPS и синхронизирует собственные часы со шкалой всемирного координированного времени UTC.

Переключение на резервный источник точного времени в УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» типа ЭКОМ-3000 происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ, подключенного к серверу ПАО «ФСК ЕЭС». Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и всемирного координированного времени UTC более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

Счетчики ИК №№ 1-45 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).

Счетчики ИК №№ 46-48 синхронизируется от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчика 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 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

Таблица 4 - 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

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.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

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, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 110 кВ Карланта- Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТФНД-35М				
				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	ЕА05РАL-B-4					
		2	ПС 110 кВ Карланта- Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73			А	ТФНД-35М
								В	ТФНД-35М
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			ЕА05РАL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Карланюрг- Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №26417-04	А	ТФЗМ 35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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	ЕА05RL-B-3					
4	ПС 110 кВ Карланюрг- Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ-35Б-1У1		
				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	ЕА05RL-B-3					
5	ПС 110 кВ Карланюрг- Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
6	ПС 110 кВ Карланорт-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТЛО-10				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RAL-B-4							
7	ПС 110 кВ Карланорт-Тяговая, КРУН-10 кВ, Ф.ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-05	А	ТЛМ-10			RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
8	ПС 110 кВ Карланорт-Тяговая, КРУН-10 кВ, Ф.1-10 кВ пос. Кокрек	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №30709-11	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТЛП-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Карланорт-Тяговая, КРУН-10 кВ, Ф.3-10 кВ пос. Муцалаул	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-11, 2473-69	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
10	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				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-3					
11	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				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-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФНД-35М		
				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	ЕА05RL-В-3					
13	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3689-73	А	ТФ3М-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФ3М-35Б-1У1		
				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	ЕА05RL-В-3					
14	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-4					
16	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
17	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
19	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
20	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-06, 25433-03, 25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				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 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
22	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-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 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
23	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.1-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛМ-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 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
25	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
26	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №25433-11, 2473-69	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-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 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
27	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
28	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №25433-11	А	ТЛО-10				
				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 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
29	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М				
				В	ТФНД-35М				
				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							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФНД-35М		
				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	EA05RAL-B-4			
31	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №17552-98	А	ТФМ-35-II		
				В	ТФМ-35-II		
				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	EA05RL-B-3			
32	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДЦР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №17552-98	А	ТФМ-35-II		
				В	ТФМ-35-II		
				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	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №9143-01	А	ТЛК10-6	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛК10-6		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RAL-B-4					
34	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RAL-B-4					
35	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
37	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				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-P1B-4					
38	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				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-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф.ДЦР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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	ЕА05RL-В-3					
40	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 6 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4					
41	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 6 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	Тяговая подстанция Белиджи (10 кВ) ЗРУ-10 кВ 1С-10 кВ Ввод №1 Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
43	Тяговая подстанция Белиджи (10 кВ) ЗРУ-10 кВ 2С-10 кВ Ввод №2 Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
44	Тяговая подстанция Белиджи 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, Ф.А/Б №1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВЛМ-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 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					
45	Тяговая подстанция Белиджи 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, Ф.А/Б №2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68, 1856-63	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-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 №16666-07	ЕА05РАL-В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
46	ПС 110 кВ Белиджи, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.5	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09	СТБ-01 Пер. № 49933-12 РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				В	ТОЛ-СЭЩ		
				С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
47	ПС 110 кВ Белиджи, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ		
				В	ТОЛ-СЭЩ		
				С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
48	ПС 110 кВ Белиджи, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.9	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ		
				В	ТОЛ-СЭЩ		
				С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-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 – 5, 7 – 13, 16 – 20, 22, 24, 26, 28 – 32, 35, 37 – 44	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
6, 33, 45	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
14, 15	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	4,4
21, 23, 25, 27, 36	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
34	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,2
46 – 48	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
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 $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ 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, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии 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 +22
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 RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-09) - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14) - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +65 от 0 до +75 от -10 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 7

1	2
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 Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - 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 ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14): - 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	50000 72 120000 72 80000 72 40000 24 75000 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 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	9 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	35 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	9 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-35-П	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	27 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	20 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	7 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	41 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.225.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 Дагестан», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

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

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

Правообладатель

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

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 «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312235

