

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовитель	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.	Полуприцеп-цистерна	MAGYAR S34BD1 A	E	92920-24	VP9S34BD1Y00490 57	G. Magyar SMFF, Франция	G. Magyar SMFF, Франция	ОС	ГОСТ 8.600-2011 «ГСИ. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки»	1 год	Индивидуальный предприниматель Петрушенков Артем Эдуардович (ИП Петрушенков А.Э.), Ленинградская обл., г. Кириши	ООО фирма «Метролог», г. Казань	04.06.2024
2.	Полуприцеп-цистерна	RIGUAL S3NA- 30R	E	92921-24	VS9S32536DF0400 72	RIGUAL S.A., Испания	RIGUAL S.A., Испания	ОС	ГОСТ 8.600-2011 «ГСИ. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки»	1 год	Индивидуальный предприниматель Петрушенков Артем Эдуардович (ИП Петрушенков А.Э.), Ленинградская обл., г. Кириши	ООО фирма «Метролог», г. Казань	03.06.2024
3.	Полуприцеп-цистерна	LAG-0- 3-39T	E	92922-24	YB4L022339021147 2	LAG Trailers NV, Бельгия	LAG Trailers NV, Бельгия	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Общество с ограниченной	ФГБУ «ВНИИМС»,	24.05.2024

									«ГСИ. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки»		ответственно-стью «АНТЭК» (ООО «АНТЭК»), Краснодарский край, г. Ейск	г. Москва	
4.	Установки поверочные расходомерные газовые	УПРГ-01И	С	92923-24	001	Открытое акционерное общество «Пятигорский завод «Импульс» (ОАО «Пятигорский завод «Импульс»), Ставропольский край, г. Пятигорск	Открытое акционерное общество «Пятигорский завод «Импульс» (ОАО «Пятигорский завод «Импульс»), Ставропольский край, г. Пятигорск	ОС	МП 1633-13-2024 «ГСИ. Установки поверочные расходомерные газовые УПРГ-01И. Методика поверки»	2 года	Открытое акционерное общество «Пятигорский завод «Импульс» (ОАО «Пятигорский завод «Импульс»), Ставропольский край, г. Пятигорск	ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань	31.05.2024
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ООО «Энергосервис и ремонт» (Горьевский ГОК)	Обозначение отсутствует	Е	92924-24	274	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ОС	МП-312601-0108.24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», Челябинская обл., г. Магнитогорск	21.06.2024

									ООО «Энерго-сервис и ремонт» (Горьевский ГОК). Методика поверки»				
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Русский Лесной Альянс»	Обозначение отсутствует	Е	92925-24	273	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ОС	МП-312601-0107.24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Русский Лесной Альянс». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», Челябинская обл., г. Магнитогорск	14.06.2024
7.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	92926-24	0291-2024	Общество с ограниченной ответственностью «Телекор	Акционерное общество «Корпорация развития	ОС	МП-312235-243-2024 «ГСИ. Си-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Телекор	ООО «Энерго-комплекс», г. Магнитогорск	04.06.2024

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КРДВ»					ДВ» (ООО «Телекор ДВ»), г. Хабаровск	Дальнего Востока и Арктики» (АО «КРДВ»), г. Москва		стема автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КРДВ». Методика поверки»		ДВ» (ООО «Телекор ДВ»), г. Хабаровск		
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 6-ой этап	Обозначение отсутствует	Е	92927-24	001	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью «МСК Энерго» (ООО «МСК Энерго»), г. Москва	ОС	МП 55-2023 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 6-ой этап. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир	20.11.2023
9.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	92928-24	1287	Акционерное общество «Петрозлектросбыт» (АО «ПЭС»), г.	Акционерное общество «Петрозлектросбыт» (АО «ПЭС»), г.	ОС	МП СМО-0506-2024 «ГСИ. Система автоматизи-	4 года	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г.	АО «РЭС Групп», г. Владимир	05.06.2024

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОРИМИ» КФ					Санкт-Петербург	Санкт-Петербург		рованная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОРИМИ» КФ. Методика поверки»		Владимир		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Прикамье»	Обозначение отсутствует	Е	92929-24	1289	Общество с ограниченной ответственностью «Прикамье» (ООО «Прикамье»), Пермский край, г. Горнозаводск	Общество с ограниченной ответственностью «Прикамье» (ООО «Прикамье»), Пермский край, г. Горнозаводск	ОС	МП СМО-1406-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Прикамье». Методика поверки»	4 года	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир	14.06.2024
11.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	Е	92930-24	001	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»	Общество с ограниченной ответственностью «Газпром энергосбыт Брянск» (ООО	ОС	МИ 3000-2022 «Рекомендация. Системы автоматизи-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты» (ООО	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва	12.07.2024

	ная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» (Потребители ОРЭМ)					(ООО «Системы Релейной Защиты»), г. Москва	«Газпром энергосбыт Брянск»), Ханты-Мансийский - Югра автономный округ, г. Сургут		рованные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»		«Системы Релейной Защиты»), г. Москва		
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Москвы	Обозначение отсутствует	Е	92931-24	271	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ОС	МП-312235-249-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Москвы. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ООО «Энергокомплекс», Челябинская обл., г. Магнитогорск	27.04.2024
13.	Система ав-	Обозна-	Е	92932-24	276	Общество с	Общество с	ОС	МП-	4 года	Общество с	ООО «Энерго-	28.06.2024

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области	чение отсутствует				ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва		312235-248-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области. Методика поверки»		ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	комплекс», Челябинская обл., г. Магнитогорск	
14.	Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	Е	92933-24	30679, 30906, 30938	ПО «Запорожтрансформатор», г. Запорожье (изготовлены в 1985 г.)	ПО «Запорожтрансформатор», г. Запорожье	ОС	ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва	17.07.2024
15.	Трансформаторы напря-	НАМИ-220	Е	92934-24	399, 400, 402	Открытое акционерное	Открытое акционерное	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной	ФБУ «Ростест-Москва», г.	16.07.2024

	жения	УХЛ1				общество «Ра- менский элек- тротехниче- ский завод Энергия» (ОАО «РЭТЗ Энергия»), Московская обл., г. Рамен- ское	общество «Ра- менский элек- тротехниче- ский завод Энергия» (ОАО «РЭТЗ Энергия»), Московская обл., г. Рамен- ское		«ГСИ. Трансфор- маторы напряже- ния. Мето- дика по- верки»		ответственно- стью «Инже- нерный центр «ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	Москва	
16.	Счетчики воды одно- струйные универсаль- ные	УВС	С	92935-24	УВС-15 зав.№ 621111100, УВСд-15 зав. №621111102, УВС-25 зав. №55100783, УВСд- 25 зав. №55100250, УВС-40 зав. №99100169, УВСд- 40 зав. №99100554	Общество с ограниченной ответственно- стью «Водо- мер» (ООО «Водомер»), Московская обл., г. Мыти- щи	Общество с ограниченной ответственно- стью «Водо- мер» (ООО «Водомер»), Московская обл., г. Мыти- щи	ОС	ГОСТ Р 8.1012- 2022 «ГСИ. Счетчики воды. Ме- тодика по- верки»	6 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью «Водо- мер» (ООО «Водомер»), Московская обл., г. Мыти- щи	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва	14.06.2024
17.	Комплексы измеритель- ные	Супер- флоу 23СГ	С	92936-24	00179	Публичное акционерное общество «Га- зпром автома- тизация» (ПАО «Газ- пром автома- тизация»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Га- зпром автома- тизация» (ПАО «Газ- пром автома- тизация»), г. Москва	ОС	МП 201- 007-2023 «ГСИ. Комплексы измери- тельные Суперфлоу 23СГ. Ме- тодика по- верки»	4 года	Публичное акционерное общество «Га- зпром автома- тизация» (ПАО «Газпром ав- томатизация»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	01.11.2023
18.	Приборы для измерения артериально- го давления механиче- ские	М-20	С	92937-24	00014	Wuxi Exanovo Medical In- strument Co., Ltd., КНР	Wuxi Exanovo Medical In- strument Co., Ltd., КНР	ОС	Р 1323565.2. 001-2018 «ГСИ. Из- мерители артериаль- ного дав- ления не- инвазив- ные. Мето- дика по- верки»	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью «Ригла» (ООО «Риг- ла»), г. Москва	АО «НИИМТ», г. Москва	22.04.2024

19.	Расходомеры многофазные	МР 100х105	С	92938-24	3701, И607	Акционерное общество «Ижевский мотозавод «Аксион- холдинг» (АО «Ижевский мотозавод «Аксион- холдинг»), г. Ижевск.	Акционерное общество «Ижевский мотозавод «Аксион- холдинг» (АО «Ижевский мотозавод «Аксион- холдинг»), г. Ижевск	ОС	МП 1639- 9-2024 МП 1639-9- 2024 «ГСИ. Расходо- меры мно- гофазные МР 100х105. Методика поверки»	4 года	Акционерное общество «Ижевский мотозавод «Аксион- холдинг» (АО «Ижевский мотозавод «Аксион- холдинг»), г. Ижевск	ВНИИР- филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделее ва», г. Казань	21.06.2024
-----	----------------------------	---------------	---	----------	------------	---	--	----	---	--------	--	---	------------

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерения артериального давления механические М-20

Назначение средства измерений

Приборы для измерения артериального давления механические М-20 (далее – средства измерений) предназначены для неинвазивного измерения артериального давления.

Описание средства измерений

Принцип действия средств измерений основан на определении систолического и диастолического значений артериального давления по методу Короткова. Средства измерений относятся к неинвазивным измерителям артериального давления, в которых производится сравнение измеряемой величины (артериального давления) с давлением воздуха в манжете. При этом давление воздуха в манжете создается и регулируется с помощью ручного пневматического нагнетателя (груши), измеряется с помощью манометра, а моменты его равенства систолическому и диастолическому значениям артериального давления определяются по появлению и исчезновению тонов Короткова, которые прослушиваются с помощью стетоскопа.

Средства измерений состоят из основного блока (манометра), манжеты компрессионной, стетоскопа Раппапорта и нагнетателя давления. Манжета компрессионная представляет собой пневмокамеру, помещенную в чехол с застежкой для фиксации на плече. Соединение манжеты с манометром и нагнетателем осуществляется соединительными трубками, пневматический нагнетатель снабжен клапаном стравливания.

Средства измерений изготавливаются только в модели М-20.

Нанесение знака поверки на средства измерений не предусмотрено.

Пломбирование средств измерений от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Серийный номер средства измерений состоит из цифрового обозначения и наносится на корпус основного блока (манометра) способом печати на наклейке.

Общий вид средства измерений и место нанесения серийного номера на средство измерений представлены на рисунке 1.

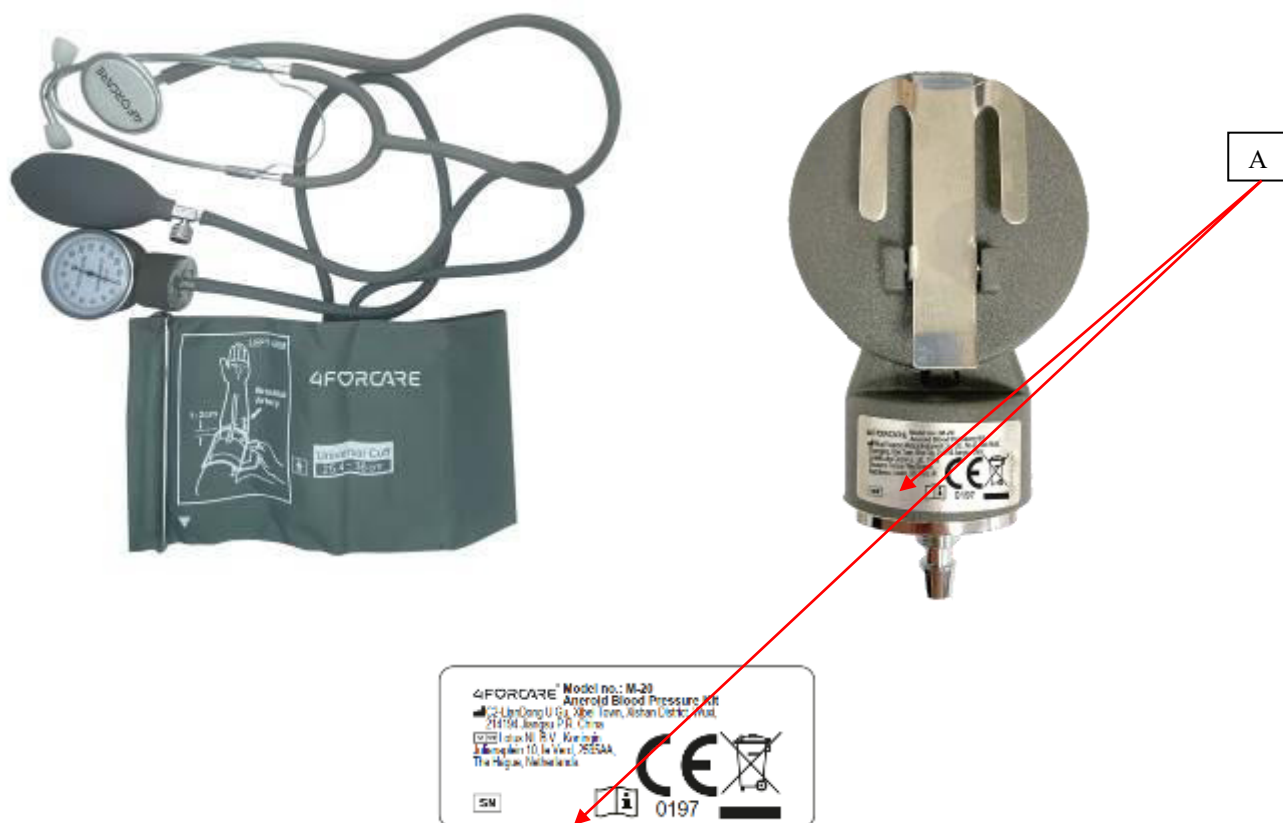


Рисунок 1 – Общий вид и место нанесения серийного номера на средство измерений (А)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний давления воздуха в компрессионной манжете, мм рт. ст.	от 20 до 300
Диапазон измерений давления воздуха в компрессионной манжете, мм рт. ст.	от 40 до 280
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений давления воздуха в компрессионной манжете, мм рт. ст.	± 3

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры основного блока (манометра) (длина×высота×диаметр), мм, не более	96,8×36,9×58,9
Масса основного блока (манометра), г, не более	140
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха, %, не более	от -5 до +35 85

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по применению типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Прибор для измерения артериального давления механический М-20 в составе:		
Основной блок (манометр)	-	1
Манжета с трубками соединительными (манжета)	-	1
Мягкий футляр для хранения	-	1
Стетоскоп	-	1
Нагнетатель давления	-	1
Инструкция по применению	-	1
Гарантийный талон	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Инструкции по применению п. 7 «Как измерять давление».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (Измерения при осуществлении деятельности в области здравоохранения, п. 1.6);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

ГОСТ Р 50444-2020 «Приборы, аппараты и оборудование медицинские. Общие технические требования»;

Стандарт предприятия «Приборы для измерения артериального давления механические М-20».

Правообладатель

Wuxi Exanovo Medical Instrument Co., Ltd., KHP

Адрес: C2-LianDong U Gu, Xibei Town, Xishan District, Wuxi, 214194 Jiangsu P.R. China

Телефон: +051083791431

E-mail: jamesh@caretek.cn

Изготовитель

Wuxi Exanovo Medical Instrument Co., Ltd., KHP

Адрес: C2-LianDong U Gu, Xibei Town, Xishan District, Wuxi, 214194 Jiangsu P.R. China

Испытательный центр

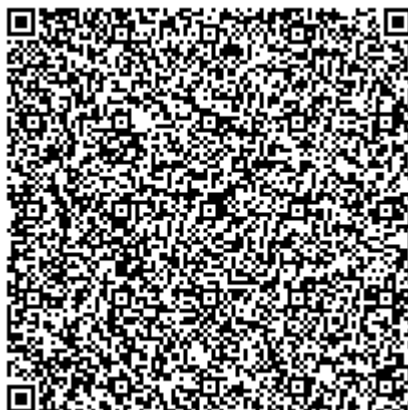
Акционерное общество «Независимый институт испытаний медицинской техники»
(АО «НИИМТ»)

Адрес: 115459, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11 стр. 42

Телефон: +7 (495) 669-30-39, 410-69-05,

E-mail: niimt2@niimt2.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30035-12.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92938-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры многофазные МР 100х105

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазные МР 100х105 (далее по тексту – расходомеры) предназначены для непрерывного измерения текущих значений расхода, плотности, избыточного давления и температуры проходящей через него рабочей среды (скважинная жидкость, вода, гель, гель с пропантом и химдобавками, ингибированный раствор соляной кислоты) без разделения на фракции при ее подаче из манифольда в скважину, а также при ее подаче из бака в трубопровод испытательного стенда и преобразования значения измеряемых параметров расхода и плотности в цифровой сигнал Modbus RTU, передаваемый по линии связи RS-485.

Описание средства измерений

Далее по тексту – расходомер, если указываемые функции или свойства являются общими для обоих изделий. Если указываемые функции или свойства относятся к конкретному изделию, то используются соответствующие наименования: «МР 100х105 ЮМГИ.407279.001» и «МР 100х105 ЮМГИ.407279.002» (стендовый расходомер). Расходомер изготавливается в двух модификациях МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 и МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер).

Конструктивно в состав расходомеров многофазных МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 входят:

- корпус ЮМГИ.715652.001 со вставкой ЮМГИ.713452.006 (труба Вентури) с установленным на нем блоком электронно-вычислительного комплекса (далее по тексту – ЭВК) ЮМГИ.468166.012 во взрывозащищенной оболочке, соединенным кабелями с датчиками и антеннами, установленными в расходомере;
- датчик дифференциального давления ВМЭЛ.406233.753;
- датчики избыточного давления ЮМГИ.406222.003-01;
- датчик температуры ЮМГИ.405211.001-02;
- две антенны резонатора ЮМГИ.464658.017, установленные в диэлектрике резонатора ЮМГИ.301121.028.

Конструктивно в состав расходомеров многофазных МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер) входят:

- корпус ЮМГИ.715652.007 со вставкой ЮМГИ.713452.009 (труба Вентури) с установленным на нем блоком ЭВК ЮМГИ.408844.012 во взрывозащищенной оболочке, соединенным кабелями с датчиками и антеннами, установленными на расходомере;
- датчик дифференциального давления ВМЭЛ.406233.753;
- датчики избыточного давления ЮМГИ.406222.003;
- датчик температуры ЮМГИ.405211.001;

- две антенны резонатора ЮМГИ.464658.017, установленные в диэлектрике резонатора ЮМГИ.711146.014.

Корпуса МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 и МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 с обеих сторон заканчиваются крышками с резьбовыми соединениями ответной части быстроразъемных соединений БРС 4 дюйма.

Обе крышки (ЮМГИ.713572.001 и ЮМГИ.715652.007) конструктивно объединены с трубой Вентури.

Датчики избыточного давления установлены на теле самого корпуса расходомера и кабелями подключены к блоку ЭВК.

Датчик дифференциального давления присоединен через переходники и отсекающие вентили к трубе Вентури.

Датчики давления и температуры, установленные на расходомере, предназначены для непрерывного измерения избыточного и дифференциального давления, а также температуры рабочей среды, проходящей через расходомер, и преобразования значений измеряемых параметров в цифровой сигнал Modbus RTU, передаваемый по линии связи RS-485.

Датчик дифференциального давления, а также датчики избыточного давления, установленные на трубе Вентури, предназначены для измерения возникающего перепада давления, зависящего от скорости движения рабочей среды, мобильного комплекса (флота) гидравлического разрыва пласта и преобразования значения измеряемых параметров в цифровой сигнал Modbus RTU, передаваемый по линии связи RS-485.

Блок ЭВК представляет собой электронный блок первичного преобразователя, заключенный во взрывозащищенный корпус, к которому подключены внешние датчики и антенны. Блок ЭВК предназначен для вычисления микроволновым методом покомпонентного расхода рабочей среды без разделения фракций при её подаче из манифольда в скважину, а также для преобразования показаний датчиков температуры и давления рабочей среды.

Блок МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 состоит из платы вычислителя, размещённой на металлическом основании, разъема питания и передачи данных, микроконтроллера, разъема для программирования микроконтроллера, разъёма канала дециметрового передатчика, разъёма канала дециметрового приёмника соответственно. Плата вычислителя содержит приёмопередающий канал дециметрового диапазона длин волн, источник питания с экраном электромагнитной совместимости, а также микроконтроллер.

Блок МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер) состоит из платы вычислителя, размещённой на металлическом основании, разъема питания и передачи данных, микроконтроллера, разъема для программирования микроконтроллера, разъёма канала дециметрового передатчика, разъёма канала дециметрового приемника соответственно. Плата вычислителя содержит два приёмопередающих канала дециметрового диапазона длин волн, источник питания с экраном электромагнитной совместимости, а также микроконтроллер.

Принцип измерения и работы:

Способ измерения плотности потока производится панорамным измерителем амплитудно-частотной характеристики. Непрерывный сигнал от генератора поступает в резонатор, через который проходит рабочая жидкость. Плотность потока рабочей среды определяется по смещению фаз в резонаторе.

Скорость потока рабочей среды определяется посредством вычислений с использованием показаний датчиков давления, установленных на трубе Вентури. Ввиду необходимости достижения высокой точности показаний весь диапазон возможных изменений давления рабочей среды разбит на два поддиапазона. от 0 до 40 МПа величина давления измеряется с помощью датчика дифференциального давления, подключенного до трубы Вентури и в узкой части трубы Вентури. При величине давления от 40 до 105 МПа отсекающие вентили блока вентилей датчика дифференциального давления должны быть предварительно закрыты и показания величины давления снимаются с датчиков избыточного давления,

установленных в тех же местах, что и подсоединяемые через вентили заборные трубки датчика дифференциального давления.

В МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 скорость потока рабочей среды и ее реальный расход может быть также определен расчетным методом с помощью использования перепада давления между датчиками давления аналогично указанному выше методу.

В МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер) скорость потока газа и рабочей среды и её реальный расход может быть также определен расчетным способом по методике, описанной выше, с помощью использования перепада давления между датчиками давления.

Принцип действия ЭВК основан на вычислении покомпонентных расходов рабочей среды по данным измерения скорости потока рабочей среды с помощью датчика дифференциального давления в трубе Вентури и сдвига резонансной частоты объёмного резонатора, являющихся частью расходомера. Используется расчетный метод по перепаду давления в трубе Вентури. ЭВК расходомера включает в себя измерительную систему дециметрового диапазона волн электромагнитного излучения, а также дополнительную систему измерения, основанную на использовании измерения перепадов давления, возникающих при прохождении рабочей среды через трубу Вентури.

После подачи питания на ЭВК расходомера вначале запускается ПО загрузчика, которое проверяет целостность основного (прикладного) ПО ЭВК расходомера и в случае успеха передает ему управление. После передачи управления основному ПО происходит калибровка синтезатора в дециметровой измерительной системе. Во время калибровки ЭВК расходомер отвечает на команды управления, однако дециметровая измерительная система еще не запущена. После окончания процедуры калибровки синтезатора запускается основной цикл измерения ЭВК, состоящий из последовательного выполнения опроса показаний датчиков температуры и давления интерфейсов RS-485 обслуживания дециметровой измерительной системы. Во время работы основного цикла измерения ЭВК расходомера обрабатывает команды управления и обновляет регистры результатов измерений по мере их готовности. В качестве интерфейса управления и передачи данных ЭВК расходомера используется RS-485 в режиме Modbus RTU.

В МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 дециметровая система построена по архитектуре панорамного измерителя коэффициента ослабления с одним задающим генератором.

В МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер) дециметровая система построена по архитектуре супергетеродинного панорамного измерителя коэффициента ослабления с одним задающим и одним локальным синтезатором (гетеродином).

Дециметровая система предназначена для измерения резонансных кривых объёмного резонатора, подключенного к её каналам в режиме «на проход», с последующим вычислением объёмных долей компонентов рабочей среды.

Цикл измерения покомпонентных расходов рабочей среды состоит из ряда последовательных шагов. Для измерения резонансных кривых задающий генератор дециметрового диапазона формирует сигнал фиксированной мощности, частота сигнала перестраивается в рабочем диапазоне по линейному закону. Когда частота сигнала попадает в полосу пропускания резонатора, в нем возбуждаются колебания, амплитуда которых изменяется в соответствии с резонансной кривой. Эти сигналы усиливаются в приёмнике и поступают на логарифмический детектор, выделяющий напряжения, пропорциональные логарифмам этих амплитуд. Значения напряжений оцифровываются и анализируются аналого-цифровым преобразователем (далее по тексту – АЦП) микроконтроллера.

Измерение резонансных кривых происходит в двух режимах: «поиск пика» и «измерение пика». В режиме «поиск пика» определяется приближенное значение частоты первого резонансного пика первого основного измерительного канала измерительной системы дециметрового диапазона в заданной конфигурацией ПО ЭВК диапазоне частот. В режиме «измерение пика» происходит измерение резонансной кривой в диапазоне от ± 35 МГц

от найденного значения с разрешением 5 кГц с последующим вычислением точного значения частоты резонансного пика, а также его ширины по уровню минус 3 дБ от максимума. Далее, используя информацию с внешних датчиков температуры и давления, происходит вычисление объёмных долей компонентов рабочей среды.

Измерение скорости потока рабочей среды производится с помощью датчиков давления (датчика дифференциального давления при величине давления рабочей среды от 0 до 40 МПа или датчиков избыточного давления при величине давления от 40 до 105 МПа), установленных на трубе Вентури, с последующим вычислением в блоке ЭВК.

Значения величин разностного давления передаются в микроконтроллер блока ЭВК, где и происходит вычисление скорости потока рабочей среды.

На заключительном этапе, используя в качестве входных данных скорость потока и объёмные доли компонентов рабочей среды, происходит вычисление их покомпонентного расхода.

В МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 перепад давления рабочей среды измеряется датчиками избыточного давления ЮМГИ.406222.003-01 или датчиком дифференциального давления ВМЭЛ.406233.753, температура рабочей среды измеряется датчиком температуры ЮМГИ.405211.001-02.

В МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер) давление рабочей среды измеряется датчиками давления ЮМГИ.406222.003 или датчиком дифференциального давления ВМЭЛ.406233.753, температура рабочей среды измеряется датчиком температуры ЮМГИ.405211.001.

Микроконтроллер блока ЭВК управляет всеми узлами комплекса, осуществляет сбор, обработку данных с приёмопередающего канала, внешних датчиков (температуры, давления) и обеспечивает передачу обработанной информации об измеряемых величинах по линии связи в цифровом виде, устойчивом к помехам.

Выходной цифровой сигнал может приниматься и обрабатываться любым устройством, поддерживающим соответствующий протокол. По цифровой линии связи может дистанционно выполняться выбор и настройка основных параметров расходомера.

Пример записи обозначения установки приведен ниже:

МР 100х105– К1. УХЛ. ЮМГИ. 407279. 001 ТУ
1 2 3 4 5 6 7 8 9

1 – МР – Расходомер многофазный;

2 – 100 – условный проход, мм;

3 – 105 – максимальное рабочее давление, МПа;

4 – К1 – исполнение по коррозионной стойкости по ГОСТ 13846 (К1, К2, К3), некоррозионно-стойкое исполнение не указывается;

5 – климатическое исполнение по ГОСТ 15150;

6 – код организации разработчика;

7 – код квалификационной характеристики согласно классификатору ЕСКД;

8 – порядковый регистрационный номер;

9 – ТУ – техническое условия.



Рисунок 1 – Расходомеры многофазные MP 100x105. Общий вид



Рисунок 2 – Расходомеры многофазные MP 100x105. Место нанесения заводских номеров

Заводской номер расходомеров наносится на таблички, которые крепятся к корпусу расходомеров, методом гравировки, обеспечивающим сохранность на весь период эксплуатации. Формат нанесения заводского номера – буквенно-цифровой. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование расходомеров не предусмотрено. Места расположения табличек с заводскими номерами показаны на рисунке 2.

Программное обеспечение

Данные, полученные при измерениях, обрабатываются с помощью ПО, реализующего алгоритмы совместного решения уравнений, содержащих искомые и измеренные физические величины, результаты вычислений в виде значений текущих расходов и количества отдельных компонентов, а также их динамики, представляются на локальном дисплее в табличном и графическом виде. ПО установлено в компьютере расчета расхода. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FMC: GRP MODBUS v.1.1.1 20.02.2024
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	9CD6DE8C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические характеристики расходомеров нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, основные технические характеристики и показатели надежности установок приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода рабочей жидкости, т/ч МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер)	от 9 до 1000 от 9 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода, %: - рабочей среды - жидкой фазы в составе рабочей среды; - твердой фазы в составе рабочей среды.	$\pm 3,0$ $\pm 3,0$ $\pm 3,0$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	Многофазная смесь (скважинная жидкость, вода, гель, гель с пропантом и химдобавками, ингибированный раствор соляной кислоты)
Содержание объема геля в объеме рабочей среды (гель с пропантом)	от 0,01 до 99,99
Климатическое исполнение и категория размещения расходомера согласно ГОСТ 15150-69	УХЛ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур расходомеров, °С	от -45 до +50
Диапазон плотности рабочей среды, т/м ³	от 0,6 до 1,6
Диапазон кинематической вязкости рабочей среды, мм ² /с	от 2 до 100
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от -5 до +80
Диапазон давления рабочей среды, МПа	от 0 до 105
Диаметр условного прохода, мм	100
Электропитание:	
Ток постоянный Напряжение, В	от 19,2 до 28,8; 24 (номинальное)
Потребляемая мощность, Вт, не более	100
Ех-маркировка по ГОСТ 31610.0-2014	1 Ex db ib IIB T5 Gb X
Габаритные размеры, мм, не более МР 100х105 ЮМГИ.407279.001 длина ширина высота МР 100х105 ЮМГИ.407279.002 (стендовый расходомер) длина ширина высота	 1000 1000 1000 1200 1000 1000
Масса, кг, не более	600
Условия эксплуатации: - относительная влажность воздуха, при температуре + 25 °С, % - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа - атмосферный осадки (дождь) в течение 5 мин., мм/мин - запыленность приземного воздуха с концентрацией пыли, г/м ³ - скорость ветра, м/с	 до 98 от 30 до 80 от 80 до 106,7 15 2,5 15 (порыв до 20)

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, час	64000
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации расходомера типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки расходомеров приведена в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Комплектность поставки МР 100х105 ЮМГИ.407279.001

Наименование	Обозначение	Кол-во
Расходомер многофазный МР 100х105	ЮМГИ.407279.001	1 шт.
Паспорт	ЮМГИ.407279.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЮМГИ.407279.001 РЭ	1 экз.
Комплект запасных частей и принадлежностей*	—	1 компл.
Комплект ключей для монтажа*	—	1 компл.
Программное обеспечение на носителе*	—	1 шт.
*По требованию заказчика		

Таблица 6 – Комплектность поставки МР 100х105 ЮМГИ.407279.002

Наименование	Обозначение	Кол-во
Расходомер многофазный МР 100х105	ЮМГИ.407279.002	1 шт.
Паспорт	ЮМГИ.407279.002 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЮМГИ.407279.002 РЭ	1 экз.
Комплект запасных частей и принадлежностей*	—	1 компл.
Комплект ключей для монтажа*	—	1 компл.
Программное обеспечение на носителе*	—	1 шт.
*По требованию заказчика		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса жидкой и твердой фаз в составе многофазной смеси. Методика измерений с применением расходомеров многофазных МР 100х105», (Свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313391/4509-24 от 20.06.2024 г.)

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ЛПС 01-09-2023 «Локальная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости и газа в многофазном потоке, массового и объемного расходов жидкости и газа в многофазном потоке, объемной доли жидкости и газа в многофазном потоке»;

ЮМГИ.407279.001 ТУ Расходомеры многофазные МР 100х105. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Ижевский мотозавод «Аксион-холдинг»
(АО «Ижевский мотозавод «Аксион-холдинг»)
ИНН 1826000616
Юридический адрес: 426000, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Максима Горького, д. 90
Телефон: +7 (3412) 78-30-74, факс: +7 (3412) 72-39-48
E-mail: office@axion.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Ижевский мотозавод «Аксион-холдинг»
(АО «Ижевский мотозавод «Аксион-холдинг»)
ИНН 1826000616
Адрес: 426000, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Максима Горького, д. 90
Телефон: +7 (3412) 78-30-74, факс: +7 (3412) 72-39-48
E-mail: office@axion.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92920-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна MAGYAR S34BD1A

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна MAGYAR S34BD1A (далее – ППЦ) предназначена для измерения объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении их нефтепродуктом до указателя уровня налива, соответствующего объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или насосом.

ППЦ состоит из стальной сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении цилиндрическую форму, установленной на шасси. ППЦ состоит из пяти герметичных секций. Внутри секций имеются перегородки-волнорезы с отверстиями-лазами. ППЦ является транспортной мерой полной вместимости.

В верхней части каждой секции ППЦ приварена заливная горловина с установленным указателем уровня налива. В каждой секции смонтированы донные клапаны для слива нефтепродуктов самотеком.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя: заливную горловину с указателем уровня налива, крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном, клапан донный, кран шаровой, рукава напорно-всасывающие.

Пломбирование полуприцепа предусмотрено.

Общий вид полуприцеп-цистерны MAGYAR S34BD1A № VP9S34BD1Y0049057 представлен на рисунке 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид MAGYAR S34BD1A



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички MAGYAR S34BD1A

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.

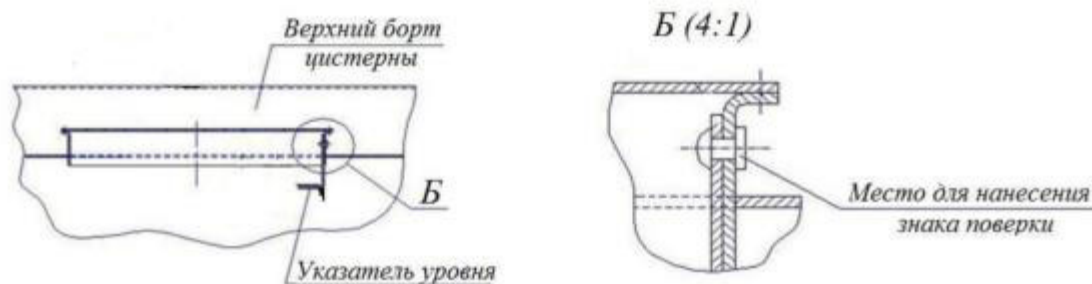


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и пломбу, крепящую указатель уровня налива в виде оттиска поверительного клейма.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку ударным способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации ППЦ.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	27610
Вместимость 1 секции, дм ³	9800
Вместимость 2 секции, дм ³	7925
Вместимость 3 секции, дм ³	2025
Вместимость 4 секции, дм ³	4880
Вместимость 5 секции, дм ³	2980
Количество секций, шт.	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью, %, не более	±1,5
Снаряженная масса, кг, не более	7950
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	11700
- ширина	2650
- высота	3800
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от - 40 до + 45

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

№ п/п	Наименование	Обозначение	Количество
1	Полуприцеп-цистерна	MAGYAR S34BD1A	1 шт.
2	Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Паспорте «Полуприцеп-цистерна MAGYAR S34BD1A», раздел 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

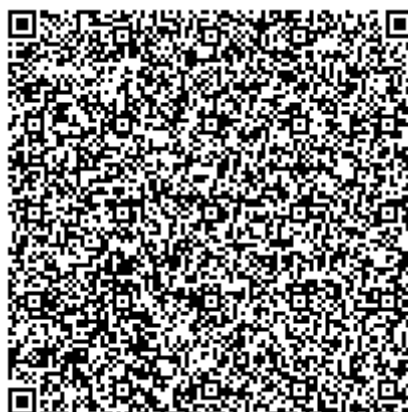
Magyar SMFF, Франция
Адрес: 21610 Fontaine-Francaise

Изготовитель

G. Magyar SMFF, Франция
Адрес: 21610 Fontaine-Francaise

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д. 13, оф. 33
Телефон/факс: +7(843) 513-30-75
E-mail: metrolog-kazan@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92921-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна RIGUAL S3NA-30R

Назначение средства измерений

Полуприцепы-цистерны RIGUAL S3NA-30R (далее – ППЦ) предназначены для измерения объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении их нефтепродуктом до указателя уровня налива, соответствующего объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или насосом.

ППЦ состоит из алюминиевой сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении эллиптическую форму, установленной на шасси. ППЦ состоят из пяти герметичных секций. Внутри секций имеются перегородки-волнорезы с отверстиями-лазами. ППЦ являются транспортной мерой полной вместимости.

В верхней части каждой секции ППЦ приварена заливная горловина с установленным указателем уровня налива. В каждой секции смонтированы донные клапаны для слива нефтепродуктов самотеком.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя: заливную горловину с указателем уровня налива, крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном, клапан донный, кран шаровой, рукава напорно-всасывающие.

Общий вид ППЦ RIGUAL S3NA-30R зав.№ VS9S32536DF040072 представлен на рисунках 1-3.



Рисунок 1 – Общий вид ППЦ RIGUAL S3NA-30R



Рисунок 2 – Общий вид ППЦ RIGUAL S3NA-30R



Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички ППЦ RIGUAL S3NA-30R

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 4.

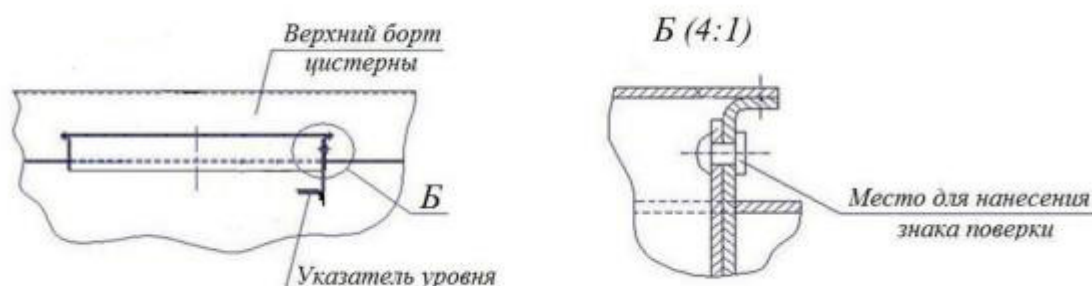


Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и пломбу, крепящую указатель уровня налива в виде оттиска поверительного клейма.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку ударным способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации ППЦ.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	30000
Вместимость 1 секции, дм ³	7000
Вместимость 2 секции, дм ³	6000
Вместимость 3 секции, дм ³	5000
Вместимость 4 секции, дм ³	5000
Вместимость 5 секции, дм ³	7000
Количество секций, шт.	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью, %, не более	±1,5
Снаряженная масса, кг, не более	5200
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	9500
- ширина	2600
- высота	3350
Температура окружающей среды при эксплуатации, °C	от - 40 до + 45

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

№ п/п	Наименование	Обозначение	Количество
1	Полуприцеп-цистерна	RIGUAL S3NA-30R	1 шт.
2	Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Паспорте «Полуприцеп-цистерна RIGUAL S3NA-30R», раздел 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

RIGUAL S.A., Испания

Адрес: AUTOVIA A-2 km 442, 22520 FRAGA (HUESCA), Spain

Изготовитель

RIGUAL S.A., Испания

Адрес: AUTOVIA A-2 km 442, 22520 FRAGA (HUESCA), Spain

Испытательный центр

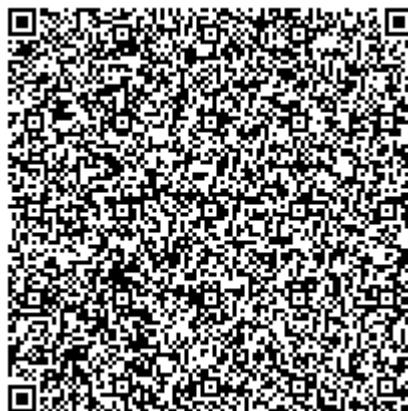
Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д. 13, оф. 33

Телефон/факс: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92922-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна LAG-0-3-39T

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна LAG-0-3-39T (далее – ППЦ) предназначена для измерений объема нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении ее жидкостью до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему жидкости. Слив жидкости производится самотеком или через насос.

ППЦ состоит из алюминиевой сварной цистерны постоянного сечения эллипсоидной формы, установленной на шасси. Для гашения гидравлических ударов во время движения, внутри цистерны установлены волнорезы. Цистерна состоит из герметичных секций. Каждая секция является транспортной мерой полной вместимости (далее-ТМ). Каждая секция цистерны оборудована заливной горловиной с установленным указателем уровня налива.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя:

- горловину с указателем уровня налива;
- съемную крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- рукава напорно-всасывающие.

На боковых сторонах и сзади ППЦ имеет знаки ограничения максимальной скорости, надписи и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего определенный груз. Заводской номер нанесен на заводскую табличку в виде буквенно-цифрового обозначения ударным методом.

Общий вид ППЦ и место нанесения заводского номера представлены на рисунке 1.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид полуприцепа-цистерны LAG-0-3-39T и место нанесения заводского номера

Знак поверки наносится на навесную пломбу, проходящую через крепление указателя уровня к горловине методом давления, а также на свидетельство о поверке.

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение мест нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

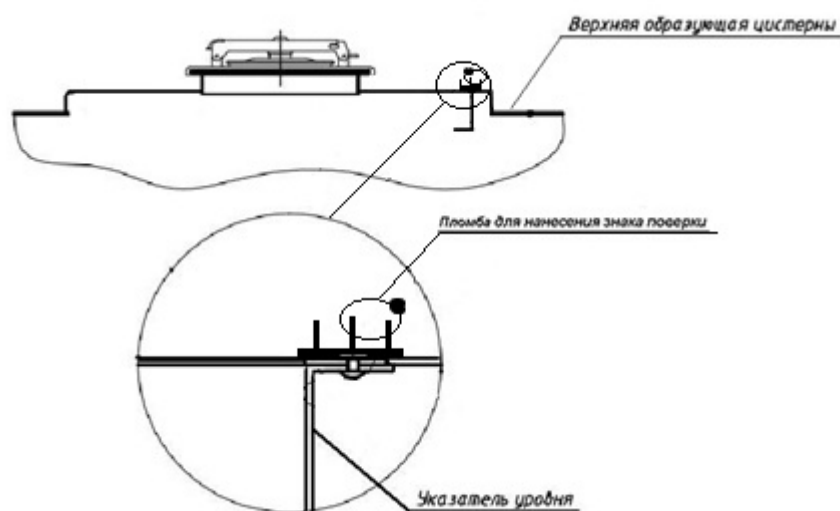


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	44000
Действительная вместимость 1-й секции, дм ³	13700
Действительная вместимость 2-й секции, дм ³	7300
Действительная вместимость 3-й секции, дм ³	7300
Действительная вместимость 4-й секции, дм ³	5300
Действительная вместимость 5-й секции, дм ³	10400
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более	±1,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Снаряженная масса, кг, не более	9000
Длина, мм, не более	11900
Высота, мм, не более	3550
Ширина, мм, не более	2500
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Комплекующие	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна зав. № YB4L0223390211472	LAG-0-3-39T	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

LAG Trailers NV, Бельгия

Адрес: IT Kanaal Zuid 3613, Kanaallaan 54, 3960 Bree-België

Изготовитель

LAG Trailers NV, Бельгия

Адрес: IT Kanaal Zuid 3613, Kanaallaan 54, 3960 Bree-België

Испытательный центр

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

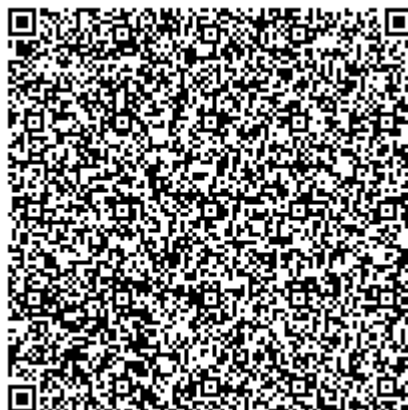
Адрес: 119361, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7(495)437-55-77 / +7(495)437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные расходомерные газовые УПРГ-01И

Назначение средства измерений

Установки поверочные расходомерные газовые УПРГ-01И (далее – установки) предназначены для измерения, воспроизведения, хранения и передачи единицы объемного расхода газа.

Область применения установок – градуировка, калибровка, испытания и поверка средств измерений объемного расхода газа.

Установки могут применяться в качестве рабочего эталона 1 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений объемного и массового расходов газа.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на воспроизведении единиц объемного расхода газа посредством сопел критических, сравнении показаний объемного расхода газа, измеренного поверяемым (калибруемым) средством измерений с объемным расходом, воспроизведенным установкой.

Установки состоят из блока измерения объемного расхода газа, блока обработки данных, блока задания расхода газа.

Блок измерения объемного расхода газа состоит из набора критических сопел, первичных преобразователей давления, температуры, влажности, устройств съема сигналов с поверяемых (калибруемых) средств измерений, соединительных трубопроводов и монтажных рам.

Блок обработки данных состоит из преобразователей цифровых интерфейсов, измерительных каналов давления, температуры, влажности, времени, блоков питания, автоматизированного рабочего места оператора на базе персонального компьютера с предустановленным программным обеспечением (далее – ПО).

Блок задания расхода воздуха состоит из вакуумного насоса и запорной арматуры.

Блок задания расхода воздуха создает разрежение с помощью вакуумного насоса, в результате чего воздух из помещения начинает поступать через поверяемое средство измерений, а затем проходит через блок измерения объемного расхода воздуха. На основании измеренного количества импульсов и времени, а также измеренных значений давления, перепада давления, температуры и влажности с помощью блока обработки данных рассчитывается объемный расход воздуха, прошедший через установку, приведенный к условиям измерений поверяемого (испытываемого) средства измерения или к стандартным условиям.

В состав установки входят:

- Датчик разрежения МИДА-15 (регистрационный № 50730-17);
- Датчик давления МИДА-15 (регистрационный № 50730-17);

- Преобразователь температуры ТСПУ 031 (регистрационный № 46611-16);
- Вакуумметр ВПЗ-У (регистрационный № 10135-15);
- Манометр МПЗ-У (регистрационный № 10135-15);
- Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный № 71394-18).
- Секундомер СОПр (регистрационный № 11519-11).

Общий вид установки с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунках 1 и 2. Расположение испытательных линий может отличаться от представленного на фото и не влияет на работу установки.



Рисунок 1 – Общий вид установки

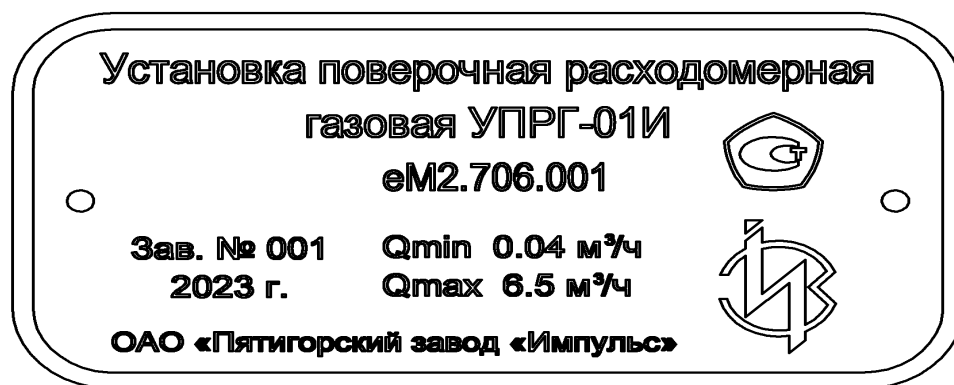


Рисунок 2 – Внешний вид информационной таблички установки

Пломбировка установки не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Трехзначный цифровой заводской номер нанесен методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, которая крепится на раме установки.

Программное обеспечение

ПО установки встроенное.

ПО установки предназначено для ввода исходных данных, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, защиты от несанкционированного доступа к работе и данным установки.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части осуществляется разграничением прав доступа групп пользователей с помощью системы паролей.

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

Метрологические характеристики установки нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	УПРГ-01И
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1.1.x.x
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	9dea1b9a0bd032038a8d25ab1aa4279
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5
* Третья и четвертые цифры номера версии ПО установки относятся к обозначению метрологически незначимой части ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений (воспроизведения) объемного расхода газа, м³/ч	от 0,04 до 6,50
Доверительные границы относительной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) измерения (воспроизведения) объемного расхода газа, %	±0,3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда (поверочная среда)	атмосферный воздух
Температура измеряемой среды, °С Относительная влажность измеряемой среды, % Абсолютное давление измеряемой среды, кПа	от +10 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более - тележка измерительная - тележка компрессорная	900×1000×1100 600×500×900
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
1	2
Средний срок службы, лет,	20
Средняя наработка на отказ, ч	16000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе установки, методом лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерения

Наименование	Обозначение/Заводской №	Количество
1	2	3
Установка поверочная расходомерная газовая УПРГ-01И	—	1 шт.
Паспорт	еМ2.706.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	еМ2.706.001 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.3.3 «2.3.3 Методика выполнения измерений» документа «Установка поверочная расходомерная газовая УПРГ-01И. Руководство по эксплуатации. еМ2.706.001 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объёмного и массового расходов газа»;

еМ2.706.011 «Установка поверочная расходомерная газовая УПРГ-01И. Технические условия».

Правообладатель

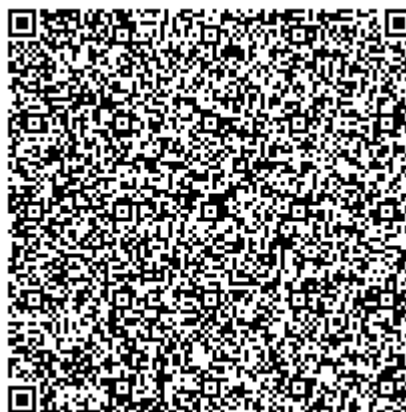
Открытое акционерное общество «Пятигорский завод «Импульс»
(ОАО «Пятигорский завод «Импульс»)
ИНН 2632005656
Юридический 357500, Ставропольский край, г. Пятигорск, ул. Малыгина, д. 5
Телефон: (8793) 33-65-14
E-mail: contact@pzi.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Пятигорский завод «Импульс»
(ОАО «Пятигорский завод «Импульс»)
ИНН 2632005656
Адрес: 357500, Ставропольский край, г. Пятигорск, ул. Малыгина, д. 5
Телефон: (8793) 33-65-14
E-mail: contact@pzi.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР –
филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92924-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ООО «Энергосервис и ремонт» (Горьевский ГОК)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ООО «Энергосервис и ремонт» (Горьевский ГОК) (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 двух 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 (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчика при помощи технических средств приёма-передачи данных по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей

информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ) происходит автоматически в счетчике, 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 4.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы счетчика.

Сервер точного времени Метроном-50М осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени 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).

Счетчик синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 274. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-2.

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

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» 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 4-6.

Таблица 3 – 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		УССВ
1	2	3		4		5
1	КВЛ 6 кВ ф.41-06 от ПС 220 кВ Горевский ГОК, Оп. №73, ПКУ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10	
				C	ТОЛ-НТЗ-10	
		ТН	КТ=0,5 КТТ=6000/100 №69605-17	A	НОЛ-НТЗ-6	
				B	НОЛ-НТЗ-6	
				C	НОЛ-НТЗ-6	
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART-00 Р		

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 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ 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 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
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 $1(2)\% I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 5 – 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, $^\circ\text{C}$	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, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -60 до $+40$ от -45 до $+75$ от $+15$ до $+30$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 234: - 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	220 000 72 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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 титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ-НТЗ-6	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.274.ПФ	1

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 ООО «Энергосервис и ремонт» (Горьевский ГОК)», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

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 пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

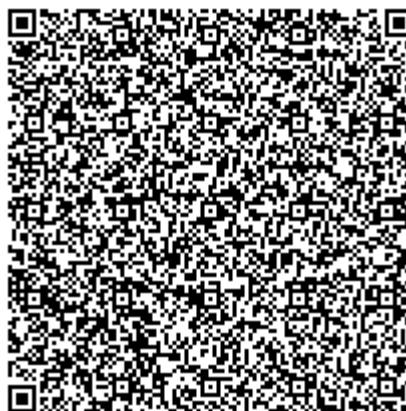
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92925-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Русский Лесной Альянс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Русский Лесной Альянс» (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 двух 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 (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

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 посредством технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки. Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет

обработку полученной измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в том числе 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 4. СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М осуществляет прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени 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).

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 273. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1, 2.

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

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

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» 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 измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – 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		УССВ
1	2	3		4		5
1	П ПС 110 кВ ТБМ (ПС 7), РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Л1-7-9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ10	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ10	
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 60002-15	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	
				В		
				С		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 75755-19	Ртутный 234 АРТМ2-00 ДРБР.Р				
2	ПС 110 кВ ТБМ (ПС 7), РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Л1-7-32	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ10	
				В	-	
				С	ТПОЛ10	
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	
				В		
				С		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 75755-19	Ртутный 234 АРТМ2-00 ДРБР.Р		

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
3	ТП-520 6 кВ, РУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ 0,4 кВ ГК Промышленный	ТТ	-			Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН				
		Счетчик	КТ=1,0/2,0 Ксч=1 № 75755-19	Меркурий 234 ARTX2-02 DPBR		
4	ВЛ 6 кВ ВЛ-57П-14, Оп.№8, ВЛ 6 кВ в сторону ТП Лесоцех 6 кВ, ШУ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 № 69606-17	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 № 64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.09		
5	КТП-799 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 № 28139-12	A	ТТИ-30	
				B	ТТИ-30	
				C	ТТИ-30	
		ТН	-			
		Счетчик				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	
6	КТП-869 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 71031-18	А	Т-0,66 М УЗ	Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				В	Т-0,66 М УЗ		
				С	Т-0,66 М УЗ		
		ТН	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN			
7	ТП-730 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 28139-12	А	ТТИ-60		
				В	ТТИ-60		
				С	ТТИ-60		
		ТН	-				
			Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 75755-19	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.G		
8	ТП-730 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 28139-12	А	ТТИ-60		
				В	ТТИ-60		
				С	ТТИ-60		
		ТН	-				
			Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN		

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
9	КТП-868 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 73808-19	A	ТТЕ-60	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТТЕ-60	
				C	ТТЕ-60	
		ТН	-			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 66754-17	ФОБОС 3Т 230В 5(10)А IQORLM-A 4G(LTE) SMA		

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 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ 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 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 2	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
3	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	2,2	5,5
4	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
5	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	3,9
6 – 9	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,2
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} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.			

Таблица 5 – 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, $^{\circ}\text{C}$	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, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для Метроном-50М	от 90 до 110 от $2(5)$ до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до $+35$ от -40 до $+55$ от $+15$ до $+30$

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 234 (рег. № 75755-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Меркурий 234 (рег. № 48266-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Меркурий 230: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ФОБОС 3: - 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	320000 72 220000 72 150000 72 165000 72 280000 72 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

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

- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании;
- установка пароля на счетчики электрической энергии;
- установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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 титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы тока	ТТИ-30	3
Трансформаторы тока	ТТИ-60	6
Трансформаторы тока	ТТЕ-60	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234 ARTX2-02 DPBR	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.G	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.09	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	ФОБОС 3Т 230В 5(10)А IQORLM-A 4G(LTE) SMA	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.273.ЭД.ФО	1

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 потребителя ООО «Русский Лесной Альянс», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

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 пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

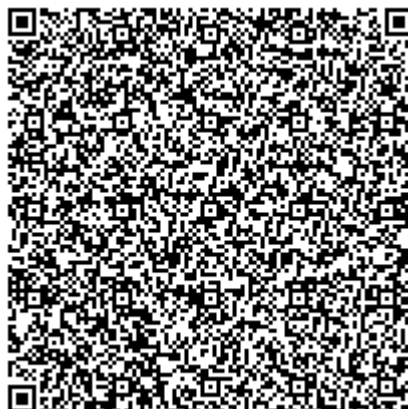
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92926-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КРДВ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ. ИВК состоит из ЦСОД ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (ПАО «ДЭК»). ИВК ПАО «ДЭК» состоит из сервера ИВК ПАО «ДЭК», программного обеспечения (ПО), устройства синхронизации системного времени (УССВ). К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet, а к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

В ИВК АИИС КУЭ предусмотрено выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средства измерения («Журнала событий» электросчетчика) с ИИК;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ);
- прием измерительной информации от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передачу всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на вход сервера ИВК ПАО «ДЭК», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных, оформление справочных и отчетных документов. Передача

информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются с сервера, установленного в ЦСОД ПАО «ДЭК», в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки Extensible Markup Language (XML) в соответствии со спецификацией 1.0, в АО «АТС». Отправка электронных документов в АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ осуществляется с сервера ИВК ПАО «ДЭК», установленного в городе Владивосток.

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» в формате XML для передачи его в АО «СО ЕЭС», в организации - участники оптового рынка и в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

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 3. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Синхронизация времени часов ИВК ПАО «ДЭК» выполняется 6 раз в сутки (каждые 4 часа) в соответствии с метками времени, полученными от УССВ по запросу сервера ИВК, при расхождении времени более, чем на ± 1 с.

Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера более, чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 0291-2024. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04
Цифровой идентификатор ПО (для файла «ac_metrology.dll»)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» 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 АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

ИК АИИС КУЭ					
Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	ООО «ДНС-Дом» яч.3.3 5СШ	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	ООО «ДНС-Дом» яч.3.10 6СШ	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
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 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 4 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,2
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 $5\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+10$ до $+30^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	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, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УССВ	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до $+40$ от -45 до $+70$ от -10 до $+55$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Меркурий 234 ART-00 PR: - 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	320000 72 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ART-00 PR	2
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Формуляр	ТДВ.411711.091.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КРДВ», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»
(АО «КРДВ»)

ИНН 7723356562

Юридический адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 12, эт. 15, ком. а3

Телефон: 8 (800) 707-55-58

E-mail: info@erdc.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д. 60а, оф. 1

Телефон: 8 (4212) 75-87-75

E-mail: telecor-dv@mail.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7444052356

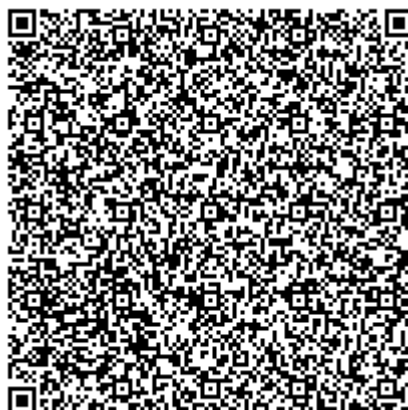
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

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

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92927-24

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 6-ой этап

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 6-ой этап (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УССВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 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). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемников.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 6-ой этап.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	КТП-30 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	ТТЕ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	КТП-31 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т2	ТТЕ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
3	КТП-31 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т3	ТТЕ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
4	КТП-31 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ, ф. Бриз-Холдинг	ТПП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 83217-21	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
5	КТП-31 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ, ф. Бриз-Холдинг	ТПП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 83217-21	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
6	КТП-30 10/0,4 кВ, РЩ 0,4 кВ Банк, КЛ 0,4 кВ ф.Банк	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	КТП-31 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ, ф. ОКСИОН	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
8	ПС 35 кВ Усть-Лабинск-2, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. УВ-2, ВЛ 10 кВ УВ-2	ТПЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	ВПУ 0,4 кВ базовой станции ПАО «МТС», КЛ 0,4 кВ БС231736	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11		активная реактивная
10	БКТП 10 кВ № ЖБИ-11-1601п, РУ 10 кВ, СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
11	ПС 110/35/6 кВ «Хадыженская-2», КРУН 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1	ТПЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71808-18	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
12	ПС 35/6 кВ ООО «Успех», КРУН 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1, Ввод 6 кВ Т-1	ТПЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	I-TOR 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68618-17	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
13	ПС 35/6 кВ ООО «Успех», КРУН-6 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	—	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 1/1 Рег. № 82640-21		активная реактивная
14	ТП-602 10 кВ, ГРЩ-1 0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ	ТС 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ТП-602 10 кВ, ГРЩ-1 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ	ТС 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
16	ТП-602 10 кВ, ГРЩ-2 0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ	ТС 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
17	ТП-602 10 кВ, ГРЩ-2 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ	ТС 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
18	ТП-602 10 кВ, ГРЩ-3 0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ	ТС 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
19	ТП-602 10 кВ, ГРЩ-3 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ	ТС 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
20	РП-1550 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ГРЩ-1/1	ТТИ 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
21	РП-1550 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ГРЩ-1/2	ТТИ 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	РП-1550 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ГРЩ-1/1	ТТИ 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
23	РП-1550 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ГРЩ-1/2	ТТИ 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
24	ТП-603 10 кВ, ГРЩ-1/3, Ввод-1 0,4 кВ	ТС 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
25	ТП-603 10 кВ, ГРЩ-1/3, Ввод-2 0,4 кВ	ТС 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
26	РП-1550 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ лин 611	ТПОЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
27	РП-1550 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ лин 612	ТПОЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
28	ПС 110/10 кВ «Пегас», ЗРУ 10 кВ, I СШ 10 кВ, яч. 15, КЛ 10 кВ ф. 15	ТЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	ПС 110/10 кВ «Пегас», ЗРУ 10 кВ, II СШ 10 кВ, яч. 16, КЛ 10 кВ ф. 16	ТЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
30	КТП-712 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
31	КТП-712 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТЕ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
32	ТП-790 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
33	ТП-790 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
34	КТП-307 10/0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
35	КТП-307 10/0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	КТП-307 10/0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ЛЭП 0,4 кВ Уличного хозяйства	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 75076-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
37	КТП-307 10/0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ЛЭП 0,4 кВ Частный сектор	ТТИ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
38	ВРУ 0,4 кВ Торгового центра по ул. Архангельской 12, Ввод-1 0,4 кВ	ТТЕ-А 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
39	ВРУ 0,4 кВ Торгового центра по ул. Архангельской 12, Ввод-2 0,4 кВ	ТТЕ-А 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
40	ВРУ 0,4 кВ Торгового центра по ул. Архангельской 12, Ввод 0,4 кВ АВР	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		активная реактивная
41	КТП-887 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 8	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
42	КТП-887 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 16	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
43	ТП-416 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 21	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58386-14	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
44	ТП-416 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 24	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58386-14	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
45	РТП-44 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 20	ТТЕ-А 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
46	РТП-44 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 8	ТТЕ-А 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
47	ТП-171 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 31	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
48	ТП-171 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 23	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
49	ТП-786 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 7	ТТЕ-А 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
50	ТП-786 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 15	ТТЕ-А 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
51	ВРУ-1 0,4 кВ Торгового центра, г. Вологда, ул. Псковская 2, КЛ-1 0,4 кВ ВРУ-1 – ВРУ-1-1	ТТЕ-А 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
52	ТП-198 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 1	ТТЕ-А 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
53	ТП-198 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 19	ТТЕ-А 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
54	ТП-478 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 24	ТТЕ-А 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
55	ТП-478 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 20	ТТЕ-А 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
56	ТП-52 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 15	ТТЕ-А 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
57	ТП-52 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 3	ТТЕ-А 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
58	ПС 110/10 кВ «Ишимбай», ЗРУ-10 кВ, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
59	ПС 110/10 кВ «Ишимбай», ЗРУ-10 кВ, яч. 17	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
60	ПС 110/35/6 кВ Гремячая-1 ЗРУ 6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 10, КВЛ 6 кВ ф. № 9 Теплогаз 1	ТПОЛ 10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная реактивная
61	ПС 110/35/6 кВ Гремячая-1 ЗРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 19, КВЛ 6 кВ ф. № 17 Теплогаз 2	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	ЗНОЛП 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная реактивная
62	ШР-9 0,4 кВ Насосная, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ТД Строительный Альянс	Т-0,66 УЗ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.06Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21		активная реактивная
63	ВРУ-0,4 кВ Промплощадка, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 90000-23		активная реактивная
64	ПР4 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
65	ЩУ-1 0,22 кВ, ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
Примечания 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 - 6 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,6	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
7; 9; 40; 63; 64 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,8	3,4	3,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
8; 10; 26; 27 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
11; 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
13; 65 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
14 - 25; 33 - 35; 37; 41; 42; 47; 48; 62 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
28; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
30 - 32; 36; 38; 39; 43 - 46; 49 - 57 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
58; 59 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	3,0	5,4	2,5	3,3	5,6
60 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3
61 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %			
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 - 6 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,7	2,0	4,2	3,8		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,5	4,3		
7; 9; 40; 63; 64 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9		
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1		
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1		
8; 10; 26; 27 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,2	3,7		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,5	4,2		
11; 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,2	3,7		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,6	4,4		
13 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	3,5	3,5		
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,0	3,5	3,5		
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	3,7	3,7		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
14 - 25; 33 - 35; 37; 41; 42; 47; 48; 62 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,5	4,3
28; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,8	3,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,7	4,1	3,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,4	4,2
30 - 32; 36; 38; 39; 43 - 46; 49 - 57 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,4	4,2
58; 59 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,8	3,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,8	3,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,7	4,1	3,7
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,6	4,4
60 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,1	2,3	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,4	2,7	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,5	4,5	2,9
61 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	4,7	3,1
65 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от $+5$ до $+40$ °С.
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	65
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 3 100000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТТЕ	18
Трансформатор тока	ТПП	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТПЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТШЛ	3
Трансформатор тока	ТС	24
Трансформатор тока	ТТИ	36
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТОП-0,66	9
Трансформатор тока	ТТЕ-А	39
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	I-TOR	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	5
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	8
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчик электрической энергии	Меркурий 236	3
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.06Т	50
Счетчик электрической энергии	ТЕ3000	2
Счетчик электрической энергии	СЭБ-1ТМ.03Т	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Формуляр	АСВЭ 491.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 6-ой этап», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617.

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 «МСК Энерго» (ООО «МСК Энерго»)

ИНН 7725567512

Юридический адрес: 119607, г. Москва, ул. Раменки, д. 17, к. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

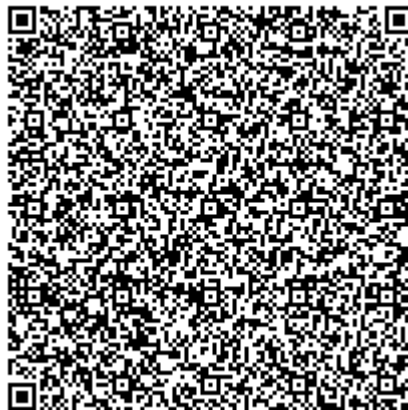
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОРИМИ» КФ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОРИМИ» КФ (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1287) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	ТП-174Н 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 С.Ш. 10 кВ, яч.3, В-1 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛПМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
		реактивная	±2,8	±6,9				
2	ТП-174Н 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 С.Ш. 10 кВ, яч.4, В-2 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛПМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
		реактивная	±2,8	±6,9				
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+65^\circ\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. 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.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +65 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – 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 Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛПМИ-10	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ПЭС.411711.АИИС.1287 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОРИМИ» КФ, аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

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

Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

E-mail: pes@pes.spb.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

E-mail: pes@pes.spb.ru

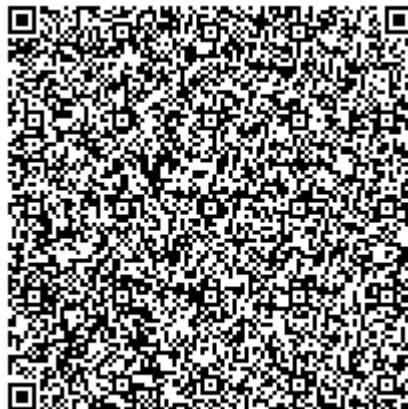
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Прикамье»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Прикамье» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), входящее в состав УСПД, а также каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые с первичными напряжениями по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка. АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенное в УСПД, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с. УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД

более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий УСПД и сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1289) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	ПС №3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. Склад 110	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде, ТН – трансформатор напряжения.
5. Допускается замена ТТ, 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.
6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 100000 24 35000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1289 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Прикамье», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

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 «Прикамье» (ООО «Прикамье»)

ИНН 5904997980

Юридический адрес: 618820, Пермский край, г.о. Горнозаводский, г. Горнозаводск, ул. Калинина, зд. 4

Изготовитель

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

ИНН 5904997980

Адрес: 618820, Пермский край, г.о. Горнозаводский, г. Горнозаводск, ул. Калинина, зд. 4

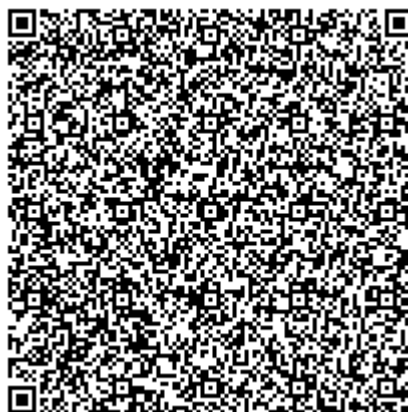
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92930-24

Лист № 1
Всего листов 12

ПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» (Потребители ОРЭМ).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» (Потребители ОРЭМ) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трёхуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) ИВКЭ, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» (Потребители ОРЭМ) и АО «Россети Тюмень», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) серверы синхронизации времени (далее – ССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида-Сети».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (далее – ИК) №№ 1-22 состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

ИК № 23, № 24 состоят из трёх уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 1-22 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы сервера БД ООО «Газпром энергосбыт Брянск», где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, оформление отчетных документов.

Для ИК № 23-24 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы сервера БД АО «Россети Тюмень» Тюменские РС, где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, оформление отчетных документов. Измерительная информация от вышеуказанного сервера БД АО «Россети Тюмень» Тюменские РС передаётся на сервер БД ООО «Газпром Энергосбыт Брянск» в формате XML по выделенному каналу связи.

Передача информации в заинтересованные организации в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» осуществляется от сервера БД ООО «Газпром Энергосбыт Брянск» с помощью электронной почты в формате XML по выделенному каналу связи.

Для синхронизации шкалы времени с национальной шкалой времени UTC(SU) АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК.

ССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД ООО «Газпром энергосбыт Брянск». Коррекция часов сервера БД проводится не менее одного раза в сутки (программируемый параметр) при любом расхождении часов сервера БД и времени приемника. При выходе из строя основного сервера используется резервный сервер синхронизации ИВК.

Часы сервера БД АО «Россети Тюмень» Тюменские РС синхронизируются от часов УСПД ПС 110 кВ «Антипино», принимающего сигналы точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС. Коррекция часов сервера БД АО «Россети Тюмень» Тюменские РС проводится при расхождении часов данного сервера и часов УСПД ПС 110 кВ «Антипино» более чем на ± 1 с.

Часы счетчиков ИК № 1-22 синхронизируются от часов сервера БД ООО «Газпром энергосбыт Брянск» автоматически, при каждом сеансе связи, при расхождении времени часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 1 с.

Часы счётчиков ИК № 23, № 24 синхронизируются от часов сервера БД АО «Россети Тюмень» Тюменские РС автоматически 1 раз сутки, во время сеанса связи при расхождении времени часов счётчиков и часов соответствующего сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии содержат сведения о времени и величине (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД и УСПД содержит сведения о времени (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождении времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

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

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида-Сети», в состав которых входят модули, указанные в таблицах 1.1 и 1.2 ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида-Сети» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида-Сети».

Таблица 1.1 – Идентификационные данные ПО для ИК № 1-22 (сервер ООО «Газпром энергосбыт Брянск»)

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО для ИК № 23, № 24 (сервер АО «Россети Тюмень» Тюменские РС)

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида-Сети»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор модуля ПО:	
BinaryPackControls.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
CheckDataIntegrity.dll	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
ComIECFunctions.dll	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
ComModbusFunctions.dll	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
ComStdFunctions.dll	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
DateTimeProcessing.dll	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
SafeValuesDataUpdate.dll	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
SimpleVerifyDataStatuses.dll	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
SummaryCheckCRC.dll	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
ValuesDataProcessing.dll	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида-Сети» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	ССВ/УСПД		Границы основной погрешности, (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС110/10/10кВ Индустриальная ЗРУ-10кВ №1, 1С-10кВ, яч. 102	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2	ПС110/10/10кВ Индустриальная ЗРУ-10кВ №1, 2С-10кВ, яч. 209	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3	ЦРП-10кВ 2сш-10кВ, яч. 16 - КЛ-10кВ ф. №16	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03МК Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
4	ЦРП-10кВ 1сш-10кВ, яч. 17 - КЛ-10кВ ф. №17	ТОЛ Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03МК Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
5	ЦРП-10кВ 1сш-10кВ, яч. 15 - КЛ-10кВ ф. №15	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	КТПН-7 10/0,4кВ РУ-0,4кВ, 1сш- 0,4кВ, яч. 1	ТОП Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5/1,0 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±0,8	±2,8
						реактивная	±2,5	±5,6
7	ТП-1 10/0,4кВ РУ-0,4кВ, сш- 0,4кВ, яч. 2	ТОП Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,8
						реактивная	±2,5	±5,6
8	РП-57 0,4кВ гр. №3, КЛ-0,4кВ ГСК "Рapid"	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
9	КТПН-8 10/0,4кВ АВ-0,4 кВ №6	ТШП Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07		активная	±1,4	±4,2
						реактивная	±3,2	±7,7
10	ТП №1 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ ф. "Югорский лес"	ТТИ Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,6
11	ПС 110/10кВ "Зеленоборская" РУ-10кВ, 2С- 10кВ, яч.№10	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 7069-02	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
12	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 1С-10кВ, яч.№25	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 1С-10кВ, яч.№13	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
14	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 1С-10кВ, яч.№11	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
15	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 1С-10кВ, яч.№5	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
16	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 1С-10кВ, яч.№3	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
17	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 2С-10кВ, яч.№16	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
18	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 2С-10кВ, яч.№18	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
19	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 2С-10кВ, яч.№20	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ПС 110/10кВ "Каскара" ЗРУ- 10кВ, 2С-10кВ, яч.№22	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
21	ТП 10/0,4 кВ №18 ВРУ-0,4 кВ РЩ-0,4 кВ «ГРС» ввод-0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.22.01 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,4	±6,4
22	ТП 10/0,4 кВ №17 РУ-0,4 кВ	ТОП Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,6
23	ТП 10/0,4 кВ №24 РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 №1	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	-	ST402C- 15A33R45- 4GR1O00210-sml Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 79429-20	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
24	ТП 10/0,4 кВ №24 РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 №2	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	-	ST402C- 15A33R45- 4GR1O00210-sml Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 79429-20		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 24 от 0 °С до плюс 40 °С.
- 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.
- 5 Допускается замена УСПД и ССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 7 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	24
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для 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 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и 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 счетчика:
 - 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:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТОП	9
Трансформатор тока	ТШП	9
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТЛК10-5,6	18
Трансформатор тока	ТОП	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03МК	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.07	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.11	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.05	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05М.05	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.22.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ST402C-15A33R45-4GR1000210-sml	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида-Сети»	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.018.C1-005ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» (Потребители ОРЭМ), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «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 «Газпром энергосбыт Брянск»
(ООО «Газпром энергосбыт Брянск»)

ИНН 8602067215

Юридический адрес: 628426, Ханты-Мансийский - Югра автономный округ,
г. Сургут, пр-кт Мира, д. 43

Телефон: 8 (3462) 77-77-77

Факс: +7 (3462) 93-57-05

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)

ИНН 7722722657

Юридический адрес: 111024 г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Лефортово,
ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, помещ. 50/14ч

Адрес осуществления места деятельности: 140070, Московская обл., Люберецкий р-н,
п. Томилино, ул. Гаршина, д. 11, а/я 868

Телефон: (495) 772-41-56

Факс: (495) 544-59-88

E-mail: info@srza.ru

Web-сайт: www.srza.ru

Испытательный центр

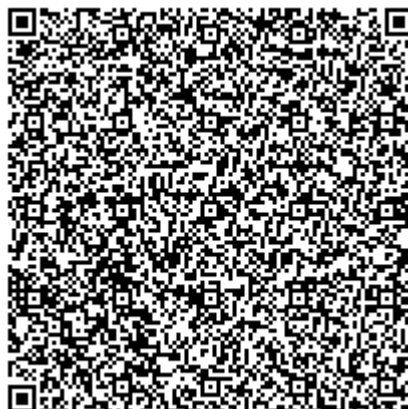
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92931-24

Лист № 1
Всего листов 51

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 1 – 110, 119 – 120) 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»;

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 111 – 118) состоит из двух 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 (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер АО «ОЭК», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

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

Сервер АО «ОЭК» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №1 – 110, 119 – 120 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», 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 №111-118 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает сервер АО «ОЭК», где осуществляется формирование и хранение информации, оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

В соответствии регламентами ОРЭМ сервер АО «ОЭК» 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».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера АО «ОЭК», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени 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).

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

Уровень ИВК АО «ОЭК» оснащён УССВ на базе радиосервера 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 (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК 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 – 110, 119 – 120 синхронизируются от УСПД 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 №111 – 118 синхронизируются от сервера АО «ОЭК». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 271. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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

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

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 4-6.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 20 кВ Москва- Бутырская тяговая Ввод 1 20 от ПС-855 Марфино ОЭК	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	ТОЛ-НТЗ-20				
				C	ТОЛ-НТЗ-20				
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4					
		2	ПС 20 кВ Москва- Бутырская тяговая Ввод 2 20 от ПС-855 Марфино ОЭК	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12			A	ТОЛ-НТЗ-20
								B	ТОЛ-НТЗ-20
C	ТОЛ-НТЗ-20								
ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12			A	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11			A1805RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 20 кВ Москва- Бутырская тяговая Ввод 3 20 от ПС-868 Красносельская ОЭК	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4					
4	ПС 20 кВ Москва- Бутырская тяговая Ввод 4 20 от ПС-868 Красносельская ОЭК	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4					
5	ПС 20 кВ Москва- Бутырская тяговая Ф.1 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №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		
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
6	ПС 20 кВ Москва- Бутырская тяговая Ф.2 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				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-3					
		7	ТПС 10 кВ Славянская РП-28084 10 кВ Ввод-3- 10 кВ от яч. 36 сек. 2 КРУ-10 ПС-70 Сетунь	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №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-P4GB-DW-4					
8	ТПС 10 кВ Славянская РП-28084 10 кВ Ввод-4- 10 кВ от яч. 49 сек. 3 КРУ-10 ПС-334 Немчиновка			ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №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-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ТПС 10 кВ Славянская РП №НОВ 10 кВ Ввод- 5-10 кВ от яч. 1а сек. 1 КРУ-10 ПС-70 Сетунь	ТТ	КТ=0,5S КТТ=500/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4			
10	ТПС 10 кВ Славянская РП №НОВ 10 кВ Ввод- 6-10 кВ от яч. 22а сек. 3 КРУ-10 ПС-70 Сетунь	ТТ	КТ=0,5S КТТ=500/5 №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		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4			
11	ТПС 10 кВ Славянская РП №НОВ 10 кВ Ф.1 ПЭ Усово 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №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		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
12	ТПС 10 кВ Славянская РП №НОВ 10 кВФ.2 ПЭ 6 кВ.(Ф7 –ПЭ Фили)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	ТОЛ-НТЗ-10				
				C	ТОЛ-НТЗ-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-6				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6				
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
		13	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая Линия 1 20 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =800/5 №51679-12			A	ТОЛ-НТЗ-20
								B	ТОЛ-НТЗ-20
C	ТОЛ-НТЗ-20								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =20000/√3/100/√3 №51676-12			A	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20				
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11			A1805RAL-P4GB-DW-4					
14	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая Линия 2 20 кВ			ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =800/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
						B	ТОЛ-НТЗ-20		
		C	ТОЛ-НТЗ-20						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20				
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая Линия 3 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4			
16	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая Линия 4 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			
17	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая ф.1ПЭ1 Андроновка 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №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-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая ф.2 ПЭ1 ТП П- Стрешнево 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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-3			
19	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая ф.3ПЭ2 ТП Андроновка 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	A1805RL-P4G-DW-3			
20	ПС 20 кВ Белокаменная тяговая ф.4ПЭ2 ТП П- Стрешнево 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №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-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 20 кВ Андроновка тяговая Линия 1 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			
22	ПС 20 кВ Андроновка тяговая Линия 2 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			
23	ПС 20 кВ Андроновка тяговая Линия 3 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛ-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 20 кВ Андроновка тяговая Линия 4 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛ-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			
25	ПС 20 кВ Андроновка тяговая ф.1ПЭ1 Окружная 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №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	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			
26	ПС 20 кВ Андроновка тяговая ф.2ПЭ1 Белокаменная 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №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	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 20 кВ Андроновка тяговая ф.3ПЭ2 Окружная 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			
28	ПС 20 кВ Андроновка тяговая ф.4ПЭ2 Белокаменная 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №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	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			
29	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая, КРУН 20 кВ, Ввод 1 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая, КРУН 20 кВ, Ввод 2 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			
31	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая, КРУН 20 кВ, Ввод 3 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			
32	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая, КРУН 20 кВ, Ввод 4 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая ф. ТПП 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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-3			
34	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая ф.1 ТПУ Щукинская 10 кВ (ф.3 БКТП Щукинская 10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №69606-17	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-3			
35	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая ф.2 БКТП Щукинская 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №69606-17	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-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 20 кВ Покровское-Стрешнево тяговая ф.1ПЭ Покровское-Стрешнево-Опалиха 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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-3					
37	ПС 20 кВ Покровское-Стрешнево тяговая ф.2ПЭ П.-Стрешнево-Радиальное 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №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-3					
38	ПС 20 кВ Покровское-Стрешнево тяговая ф.ЗПЭ1 МЦК Белокаменная 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	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая ф.4ПЭ1 МЦК Москва- Киевская 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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-3			
40	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая ф.5ПЭ2 МЦК Белокаменная 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	A1805RL-P4G-DW-3			
41	ПС 20 кВ Покровское- Стрешнево тяговая ф.6ПЭ2 МЦК Москва- Киевская 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	A1805RL-P4G-DW-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 10 кВ Окружная тяговая Линия 1 (Ввод 1) 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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-P4GB-DW-4			
43	ПС 10 кВ Окружная тяговая Линия 3 (Ввод 2) 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №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-P4GB-DW-4			
44	ПС 10 кВ Окружная тяговая Линия 2 (Ввод 3) 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №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-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
45	ПС 10 кВ Окружная тяговая Линия 4 (Ввод 4) 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				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-P4GB-DW-4					
		46	ПС 10 кВ Окружная тяговая ф.1 ПЭ Окружная-Расторгуево 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №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			A1805RL-P4G-DW-3					
47	ПС 10 кВ Окружная тяговая ф.2ПЭ Окружная- Москва 6 кВ (ф.1 ПЭ1 Москва пасс. Павелецкая 6 кВ)			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=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	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 10 кВ Окружная тяговая ф.3ПЭ1 МОК Киевская 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			
49	ПС 10 кВ Окружная тяговая ф. 4ПЭ1 МОК Андроновка 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №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		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			
50	ПС 10 кВ Окружная тяговая ф.5ПЭ2 МОК Киевская 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №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		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 10 кВ Окружная тяговая ф.6ПЭ2 МОК Андроновка 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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-3			
52	ПС 20 кВ Рогожская тяговая ввод 1 20 кВ от ПС 220 кВ Горьковская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
53	ПС 20 кВ Рогожская тяговая ввод 2 20 кВ от ПС 220 кВ Горьковская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 20 кВ Рогожская тяговая ввод 3 20 кВ от ПС 220 кВ Горьковская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
55	ПС 20 кВ Рогожская тяговая ввод 4 20 кВ от ПС 220 кВ Горьковская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
56	ПС 20 кВ Рогожская тяговая ф. 3ПЭ Курское направление 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				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 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 20 кВ Рогожская тяговая ф. 5 Новопарк 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B			
				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 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
58	ПС 10 кВ Кусково тяговая ввод 1 10 кВ от ПС 110 кВ Фрезер	ТТ	КТ=0,5S КТТ=2000/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11			
59	ПС 10 кВ Кусково тяговая ввод 2 10 кВ от ПС 110 кВ Фрезер	ТТ	КТ=0,5S КТТ=2000/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
60	ПС 10 кВ Кусково тяговая ввод 3 10 кВ от ПС 110 кВ Выхино	ТТ	КТ=0,5S КТТ=2000/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	ТОЛ-НТЗ-10				
				C	ТОЛ-НТЗ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ-10				
				B					
				C					
		Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.12					
		61	ПС 10 кВ Кусково тяговая ввод 4 10 кВ от ПС 110 кВ Выхино	ТТ	КТ=0,5S КТТ=2000/5 №69606-17			A	ТОЛ-НТЗ-10
								B	ТОЛ-НТЗ-10
C	ТОЛ-НТЗ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18			A	НАЛИ-НТЗ-10				
				B					
				C					
Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19			ТЕ3000.00.11					
62	ПС 10 кВ Кусково тяговая ввод 5 10 кВ от ПС 110 кВ Выхино			ТТ	КТ=0,5S КТТ=2000/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
						B	ТОЛ-НТЗ-10		
		C	ТОЛ-НТЗ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ-10				
				B					
				C					
		Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПС 10 кВ Кусково тяговая ввод 6 10 кВ от ПС 110 кВ Выхино	ТТ	КТ=0,5S КТТ=2000/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11			
64	ПС 10 кВ Кусково тяговая ф.1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.09			
65	ПС 10 кВ Кусково тяговая ф.2ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.09			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 10 кВ Кусково тяговая ф.5ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.09			
67	ПС 10 кВ Кусково тяговая ф.6 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.09			
68	ПС 10 кВ Солнечная тяговая ввод 1 10 кВ от ПС Говорово	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС 10 кВ Солнечная тяговая ввод 2 10 кВ от ПС Говорово	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11			
70	ПС 10 кВ Солнечная тяговая ввод 3 10 кВ от ПС Говорово	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11			
71	ПС 10 кВ Солнечная тяговая ввод 4 10 кВ от ПС Говорово	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70747-18	А	НАЛИ-НТЗ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.00.11			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
72	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПТ- 1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №29838-11	A	ТАТ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТАТ		
				C	ТАТ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №38885-08	A	НДЕ-М-110		
				B	НДЕ-М-110		
				C	НДЕ-М-110		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
73	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПТ- 2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №29838-11	A	ТАТ		
				B	ТАТ		
				C	ТАТ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №38885-08	A	НДЕ-М-110		
				B	НДЕ-М-110		
				C	НДЕ-М-110		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
74	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ф.1 35 кВ Рязаново (Россети МР)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №44089-10	A	4МС		
				B	4МС		
				C	4МС		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-35		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
75	ТПС 20 кВ Вешняки РУ - 20 кВ ввод 3 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
76	ТПС 20 кВ Вешняки РУ - 20 кВ ввод 4 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
77	ТПС 20 кВ Вешняки ф. 1 - 6 КТПК-1 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
78	ТПС 20 кВ Вешняки ф.2-6 КТПК-2 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
79	ТПС 20 кВ Вешняки ф.3- 6 ТП Яуза 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
80	ТПС 20 кВ Вешняки ф.4- 6 Выхино 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
81	ТПС 20 кВ Вешняки ф.5-6 Люберцы 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
82	ТПС 20 кВ Вешняки ф.1ПЭ Яуза 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
83	ТПС 20 кВ Вешняки ф.2ПЭ Панки 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
84	ТПС 20 кВ Вешняки Ф.3ПЭ Яуза 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
85	ТПС 20 кВ Вешняки ф.4ПЭ Панки 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
86	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.1-10 ВМЦ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				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		
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
87	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.2-10 ВМЦ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B			
				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-3			
88	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.3-10 РЭД 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				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-3			
89	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.4-10 РЭД 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				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-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
90	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.6-10 Резерв 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B			
				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-3			
91	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.1ПЭ Очаково 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №69606-17	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-3			
92	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.2ПЭ М-Сорт 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				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-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
93	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.3ПЭ1 П.- Стрешнево 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B					
				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-3					
		94	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.4ПЭ1 Окружная 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12			A	ТОЛ-НТЗ-10
								B	
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-3					
95	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.5ПЭ2 П.- Стрешнево 10 кВ			ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
						B			
		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-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
96	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.6ПЭ2 Окружная 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B			
				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-3			
97	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.1-10 УКРМ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				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-3			
98	ТПС 20 кВ Москва- Киевская ф.2-10 УКРМ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B			
				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-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
99	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №15128-01	А	ТОЛ-10-I	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В			
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			
100	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В			
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
101	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В			
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
102	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В			
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
103	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №15128-01	А	ТОЛ-10-I		
				В			
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.04					
104	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В			
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
105	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В			
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
106	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В			
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
107	ПС 110 кВ Бекасово, РУ 10 кВ, Ф.17	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №30709-11	А	ТЛП-10		
				В			
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	А1805RL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
108	ПС 110 кВ Кресты, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В			
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-02	A1R-3-0L-C4-T+			
109	ПС 110 кВ Кресты, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В			
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			
110	ПС 110 кВ Кресты, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В			
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
111	ПС 20 кВ Митьково тяговая фидер 1 (ввод 4) 20 кВ от ПС 220 кВ Красносельская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20	-	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16	Миртек-32-ПУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10А-Т-RS485-G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D			
112	ПС 20 кВ Митьково тяговая фидер 3 (ввод 2) 20 кВ от ПС 220 кВ Красносельская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16	Миртек-32-ПУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10А-Т-RS485-G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D			
113	ПС 20 кВ Митьково тяговая фидер 17 (ввод 3) 20 кВ от ПС 220 кВ Красносельская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20		
				B	ТОЛ-НТЗ-20		
				C	ТОЛ-НТЗ-20		
		ТН	КТ=0,5 КТН=20000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16	Миртек-32-ПУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10А-Т-RS485-G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
11 4	ПС 20 кВ Митьково тяговая фидер 18 (ввод 1) 20 кВ от ПС 220 кВ Красносельская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20	-	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
			ТН	КТ=0,5 КТН=20000/100 №70747-18	B			ТОЛ-НТЗ-20	
					C			ТОЛ-НТЗ-20	
		Счетчик			КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16			Миртек-32-ПУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10A-T-RS485- G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D	
			ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17				A	ТОЛ-НТЗ-20
								B	ТОЛ-НТЗ-20
		C			ТОЛ-НТЗ-20				
11 5	ТПС 20 кВ Вешняки РУ- 20 кВ ввод 1 20 кВ	ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20				
		Счетчик	КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16	Миртек-32-ПУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10A-T-RS485- G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D					
				ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17			A	ТОЛ-НТЗ-20
								B	ТОЛ-НТЗ-20
		C	ТОЛ-НТЗ-20						
11 6	ТПС 20 кВ Вешняки РУ- 20 кВ ввод 2 20 кВ	ТН	КТ=0,5 КТН=20000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-20				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-20				
		Счетчик	КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16	Миртек-32-ПУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10A-T-RS485- G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
117	ТПС 20 кВ Беговая Ввод 1 20 кВ яч. 516 20 кВ от ПС Ваганьковская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-20	-	РСТБ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
			ТН	КТ=0,5 КТН=20000/100 №70747-18	B			ТОЛ-НТЗ-20	
					C			ТОЛ-НТЗ-20	
		Счетчик			КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16			Миртек-32-РУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10А-Т-RS485- G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D	
			ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17				A	ТОЛ-НТЗ-20
								B	ТОЛ-НТЗ-20
ТН	КТ=0,5 КТН=20000/100 №70747-18	C			ТОЛ-НТЗ-20				
		Счетчик	КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16	Миртек-32-РУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10А-Т-RS485- G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D					
				ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17			A	ТОЛ-НТЗ-20
B	ТОЛ-НТЗ-20								
C	ТОЛ-НТЗ-20								
ТН	КТ=0,5 КТН=20000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ						
		B							
		C							
Счетчик	КТ=0,2S/1,0 Ксч=1 №65634-16	Миртек-32-РУ-W32-A0.2R1-57,7-5-10А-Т-RS485- G/1-P2-HLMOQ2V3Z-D							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
119	ПС 35 кВ Отдых тяговая, РУ 35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47959-16	А	ТОЛ-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ-35		
				С	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01					
120	ПС 35 кВ Отдых тяговая, РУ 35 кВ, Ввод-2 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47959-16	А	ТОЛ-35		
				В	ТОЛ-35		
				С	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1 – 57, 64 – 67, 75 – 98, 119, 120	Активная	1,2	3,5
	Реактивная	2,5	3,6
58 – 63, 68 – 71	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,3	2,0
72, 73	Активная	0,5	1,4
	Реактивная	1,1	1,4
74, 99, 103	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
100, 101, 104, 106, 109, 110	Активная	1,2	3,4
	Реактивная	2,5	2,3
102, 105	Активная	1,2	3,5
	Реактивная	2,5	2,8
107	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
108	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,5	2,3
111 – 114	Активная	0,8	1,8
	Реактивная	1,8	3,4
115 – 118	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,5	3,6
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 Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.			

Таблица 6 – 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 4228-011-29056091-94 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 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +40 от -40 до +70 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от -40 до +60

Продолжение таблицы 6

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 СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ТЕ3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии МИРТЕК-32-РУ - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - 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 90000 72 140000 72 220000 72 35000 72 220000 72 200000 72 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 титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество,
		шт./экз.
Трансформаторы тока	ТАТ	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	285
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6
Трансформаторы напряжения	НДЕ-М-110	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	102
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	65
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ3000	10
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИРТЕК-32-РУ	8
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	26
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.271.ПФ	1

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 Москвы», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

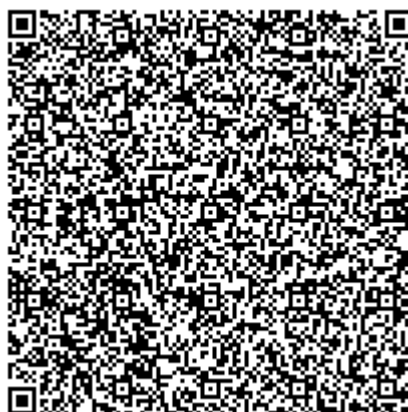
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, 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, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92932-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (измерительные каналы 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»;

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

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

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

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 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», 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.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени 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).

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 276. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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

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

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 4-6.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 27,5 кВ Магдагачи тяга, Ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №62786-21	A	ТЛ-ЭК-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТЛ-ЭК-35				
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65				
				B	-				
				C	ЗНОМ-35-65				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
		2	ПС 27,5 кВ Магдагачи тяга, Ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №62786-21			A	ТЛ-ЭК-35
								B	-
C	ТЛ-ЭК-35								
ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70			A	ЗНОМ-35-65				
				B	-				
				C	ЗНОМ-35-65				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Буря/т, ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №22656-02	A	T-0,66	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	T-0,66		
				C	T-0,66		
ТН	-						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-B-4					
4	ПС 110 кВ Буря/т, ТСН-1 2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №28649-05	A	T-0,66		
				B	T-0,66		
				C	T-0,66		
ТН	-						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-B-4					
5	ПС 220 кВ Завиная/т, КРУН 10 кВ, Яч.№8, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №70109-17	A	ТПЛ-СВЭЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	РП 35 кВ Тайшет, Ввод 35 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №26417-04	А	ТФЗМ 35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.02			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 5	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
3, 4	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,4
6	Активная	1,1	5,5
	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 $2(5)\% I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от $2(5)$ до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до $+40$ от -40 до $+60$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$

Продолжение таблицы 6

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 ТЕ3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - 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 220000 72 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 титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ3000	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.276.ЭД.ФО	1

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 Амурской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. 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

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

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

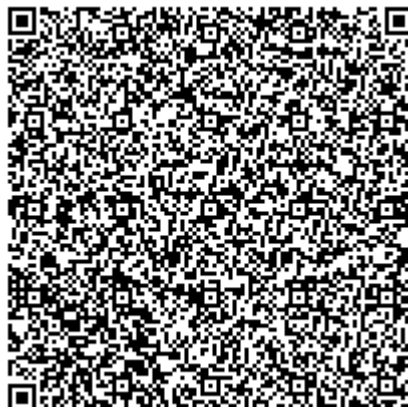
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

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

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92933-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Конструктивно трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов напряжения находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 зав. № 30679, 30906, 30938.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом тиснения 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
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

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 напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	1 шт.
Паспорт	НКФ-220-58 У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор»

Юридический адрес: 69069, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор» (изготовлены в 1985 г.)

Адрес: 69069, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

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 пр-кт, д. 31

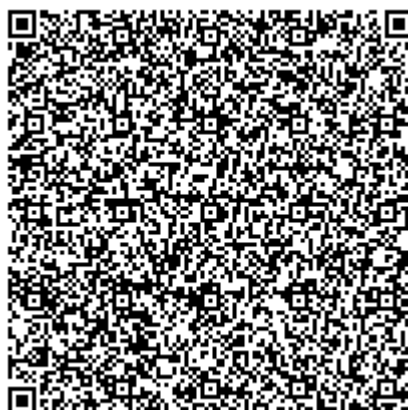
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92934-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов напряжения находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1 зав. № 399, 400, 402.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом тиснения 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
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,2
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	100; 200

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -60 до +40

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	1 шт.
Паспорт	НАМИ-220 УХЛ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Раменский электротехнический завод Энергия»
(ОАО «РЭТЗ Энергия»)

ИНН 5040010981

Юридический адрес: 140105, Московская обл., г. Раменское, ул. Левашова, д. 21

Телефон: +7 (496) 463-66-93

Факс: +7 (496) 463-66-93

Web-сайт: www.ramenergy.ru

E-mail: retz@ramenergy.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Раменский электротехнический завод Энергия»
(ОАО «РЭТЗ Энергия»)

ИНН 5040010981

Адрес: 140105, Московская обл., г. Раменское, ул. Левашова, д. 21

Телефон: +7 (496) 463-66-93

Факс: +7 (496) 463-66-93

Web-сайт: www.ramenergy.ru

E-mail: retz@ramenergy.ru

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 пр-кт, д. 31

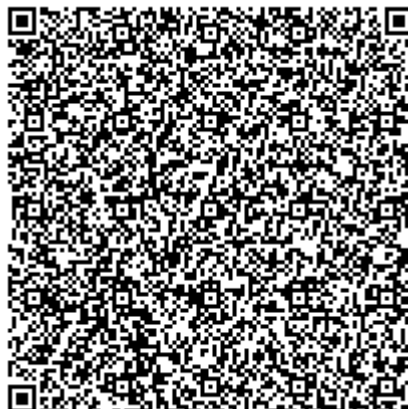
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» августа 2024 г. № 1968

Регистрационный № 92935-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики воды одноструйные универсальные УВС

Назначение средства измерений

Счётчики воды одноструйные универсальные УВС (далее – счётчики) предназначены для измерений объёма холодной и горячей воды, протекающей в системах холодного и горячего водоснабжения.

Описание средства измерений

Принцип действия счётчиков основан на преобразовании числа оборотов крыльчатки, вращающейся под действием потока воды, протекающей через счётчики, в показания индикаторного устройства. Поток воды попадает в корпус счётчика через решётчатый фильтр и далее поступает в измерительную полость, внутри которой вращается крыльчатка. Количество оборотов крыльчатки пропорционально объёму воды, протекающей через счётчик. Вода, пройдя зону вращения крыльчатки, поступает через выходное отверстие в выходной патрубок. Значение объёма индицируется на индикаторном устройстве.

Конструктивно счётчики состоят из корпуса с резьбовым присоединением (проточной части), крыльчатки и счётного механизма с индикаторным устройством.

Счётный механизм состоит из масштабирующего редуктора и индикаторного устройства барабанного типа. Масштабирующий редуктор приводит число оборотов крыльчатки к значениям количества протекшей воды. Индикаторное устройство регистрирует количество (объём) прошедшей через счётчик воды в метрах кубических (м^3) и их долях.

Счётчики могут иметь магнитоуправляемый контакт, который формирует импульсы, количество которых пропорционально объёму воды, прошедшему через счётчик. Счётчики с магнитоуправляемым контактом имеют обозначение УВСд.

Обозначение счётчика в паспорте и иной документации:

Счётчик воды одноструйный универсальный УВС«X₁»-«X₂»

где «X₁» – комплектация счётчика с магнитоуправляемым контактом: «д» – наличие магнитоуправляемого контакта; «пустое знакоместо» при отсутствии магнитоуправляемого контакта;

«X₂» – диаметр условного прохода счётчика (DN): «15», «20», «25», «32», «40».

Общий вид счётчиков представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначения места нанесения знака поверки представлена на рисунке 2. Кольцо при его наличии выполняет роль пломбы. С разрушением кольца прибор становится недействительным.



а) Счётчики воды УВС-15



б) Счётчики воды УВСд-15



в) Счётчики воды УВС-40



г) Счётчики воды УВСд-25

Рисунок 1 – Общий вид счётчиков воды одноструйных универсальных УВС



Пломба с оттиском
знака поверки

а) Счётчики воды УВС



Пломба с оттиском
знака поверки

б) Счётчики воды УВСд

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Знак утверждения типа наносится на лицевую панель счётчика. Заводской номер счётчика состоит из 8 цифр и наносится на лицевую панель счётчика методом лазерной гравировки. Место нанесения знака утверждения типа средства измерений и место расположения заводского номера указаны на рисунке 3.



Рисунок 3 – Места расположения заводского номера и знака утверждения типа средств измерений

Метрологические и технические характеристики

Приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра				
Условный диаметр, мм	15	20	25	32	40
Диапазон температур измеряемой среды счётчиков УВС, °C	от +5 до +95		от +5 до +120		
- наименьший расход $Q_{\min}$, м ³ /ч:					
Класс А	0,06	0,10	0,14	0,24	0,30
Класс В	0,03	0,05	0,07	0,12	0,20
- переходный расход Q_t , м ³ /ч:					
Класс А	0,15	0,25	0,35	0,60	1,0
Класс В	0,12	0,20	0,28	0,48	0,80
- номинальный расход Q_n , м ³ /ч	1,5	2,5	3,5	6,0	10,0
- наибольший расход $Q_{\max}$, м ³ /ч	3,0	5,0	7,0	12,0	20,0
Порог чувствительности, м ³ /ч, не более	0,014	0,017	0,020	0,030	0,050
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма воды, %:					
- в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < Q_t$	±5				
- в диапазоне $Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	±2				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра				
Условный диаметр, мм	15	20	25	32	40
Габаритные размеры, мм:					
– длина	80/110	130	160/260	160/260	200/300
– высота	68	80	85	120	120
– ширина	70	77	77	101,5	101,5
Масса, кг, не более	0,57	0,67	0,91	1,41	1,65
Класс защиты по ГОСТ 14254	IP54 (по заказу – IP68*)				
Потеря давления при наибольшем расходе (Q _{max}) не превышает, МПа	0,09	0,09	0,09	0,08	0,085
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6				
Наибольшее значение роликового указателя измерительного индикатора, м ³	99999,999				
Наименьшая цена деления, м ³	0,00005				
Цена импульса УВСд, л/имп.	10				10 (100*)
* – по заказу.					

Знак утверждения типа

наносят на лицевую панель счётчика методом фотопечати и на титульный лист паспорта счётчика типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Счётчик воды одноструйный универсальный	УВС*	1 шт.
Паспорт	ПС 26.51.63-015-06469904-2023	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.63-015-06469904-2023	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз. *
Комплект монтажных частей	-	1 шт. *
* – Исполнение счётчика и комплект монтажных частей определяются договором на поставку.		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в п. 1.5 «Устройство и работа счётчика» документа РЭ 26.51.63-015-06469904-2023 «Счётчики воды одноструйные универсальные УВС. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»;

ТУ 26.51.63-015-06469904-2023 Счётчики воды одноструйные универсальные УВС, УВСд. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 5029217654

Юридический адрес: 141002 Московская обл., г. Мытищи, ул. Колпакова, д. 2, к. 14, оф. 63

Телефон/факс: +7 (495) 407-06-94

E-mail: info@vodomersu.ru

Web-сайт: <http://www.vodomersu.ru>

Изготовитель

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

ИНН 5029217654

Адрес: 141002 Московская обл., г. Мытищи, ул. Колпакова, д. 2, к. 14, оф. 63

Телефон/факс: +7 (495) 407-06-94

E-mail: info@vodomersu.ru

Web-сайт: <http://www.vodomersu.ru>

Испытательный центр

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

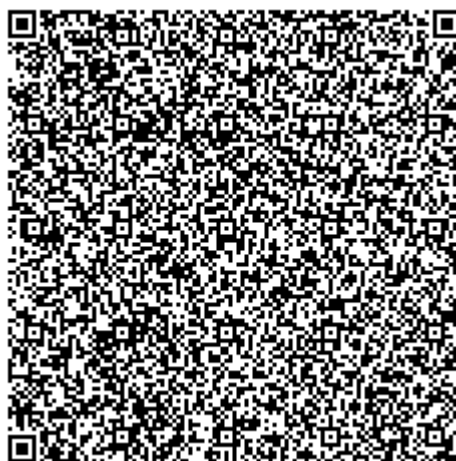
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 495-491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные Суперфлоу 23СГ

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные Суперфлоу 23СГ (далее — комплексы) предназначены для измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на измерении абсолютного давления и температуры газа, измерении объема газа при рабочих условиях и вычислении объема газа при стандартных условиях с учетом условно-постоянных параметров: плотности газа при стандартных условиях и компонентного состава газа. Расчет коэффициента сжимаемости газа и плотности газа выполняется по ГОСТ 30319.2-2015. Приведение объема газа к стандартным условиям выполняется по ГОСТ Р 8.740-2011.

Конструктивно комплекс представляет собой корректор объема газа Суперфлоу 23 (номер в Федеральном информационном фонде 89873-23), закрепленный на счетчике газа турбинном СГ16МТ исполнения Р (номер в Федеральном информационном фонде 14124-14). Термопреобразователь корректора установлен в корпусе счетчика, измерение давления осуществляется при помощи встроенного или выносного преобразователя давления корректора. Импульсный выход счетчика подключен к счетно-импульсному входу корректора при помощи соединительного кабеля.

Комплекс может устанавливаться во взрывоопасных зонах класса 1, где возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА групп Т1-Т3 по ГОСТ 31610.0-2019.

Условное обозначение комплекса состоит из:

- наименования Суперфлоу 23СГ;
- значения максимального расхода газа при рабочих условиях ($Q_{\max}$), м³/ч;
- соотношения максимального ($Q_{\max}$) и минимального расхода ($Q_{\min}$);
- диаметра условного прохода счетчика газа, мм;
- верхнего предела измерений абсолютного давления, МПа;
- обозначения направления потока измеряемой среды относительно лицевой панели корректора и счетного механизма счетчика газа (Л – слева направо; П – справа налево).

Пример обозначения комплекса: Суперфлоу 23СГ – 400/25/100 – 1,7 – Л.
Характеристики комплексов измерительных Суперфлоу 23СГ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики комплексов

Обозначение комплекса	Q _{max} м ³ /ч	Q _{min} / Q _{max}	Q _t / Q _{max}	Dy мм
Суперфлоу 23СГ-65/10/50-Р-Л(П)	65	1:10	1:5	50
Суперфлоу 23СГ-100/12,5/80-Р-Л(П)	100	1:12,5	1:10	80
Суперфлоу 23СГ-100/10/80-Р-Л(П)	100	1:10	1:5	80
Суперфлоу 23СГ-250/25/80-Р-Л(П)	250	1:25	1:20	80
Суперфлоу 23СГ-250/20/80-Р-Л(П)	250	1:20	1:10	80
Суперфлоу 23СГ-400/25/100-Р-Л(П)	400	1:25	1:20	100
Суперфлоу 23СГ-400/20/100-Р-Л(П)	400	1:20	1:10	100
Суперфлоу 23СГ-650/25/100-Р-Л(П)	650	1:25	1:20	100
Суперфлоу 23СГ-650/20/100-Р-Л(П)	650	1:20	1:10	100
Суперфлоу 23СГ-800/30/150-Р-Л(П)	800	1:30	1:20	150
Суперфлоу 23СГ-800/20/150-Р-Л(П)	800	1:20	1:10	150
Суперфлоу 23СГ-1000/30/150-Р-Л(П)	1000	1:30	1:20	150
Суперфлоу 23СГ-1000/20/150-Р-Л(П)	1000	1:20	1:10	150
Суперфлоу 23СГ-1600/30/200-Р-Л(П)	1600	1:30	1:20	200
Суперфлоу 23СГ-1600/20/200-Р-Л(П)	1600	1:20	1:10	200
Суперфлоу 23СГ-2500/30/200-Р-Л(П)	2500	1:30	1:20	200
Суперфлоу 23СГ-2500/20/200-Р-Л(П)	2500	1:20	1:10	200
Суперфлоу 23СГ-4000/30/20-Р-Л(П)	4000	1:30	1:20	200
Суперфлоу 23СГ-4000/20/200-Р-Л(П)	4000	1:20	1:10	200

Заводской номер в виде цифрового кода наносится на маркировочную табличку корректора методом лазерной гравировки, устанавливаемую на соединительном кронштейне в соответствии с рисунком 1.

Общий вид комплексов представлен на рисунках 1 и 2. Общий вид комплексов может отличаться от представленных на рисунках 1 и 2 в зависимости от модификации комплекса и направления потока. На рисунке 3 приведена схема пломбировки от несанкционированного доступа и места нанесения знака поверки.

Место нанесения знака утверждения типа

Место нанесения заводского номера



Рисунок 1 – Общий вид комплексов измерительных Суперфлоу 23СГ с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид комплексов измерительных Суперфлоу 23СГ

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного доступа к элементам конструкции комплексов, обозначение мест нанесения пломб изготовителя представлены на рисунке 3 (1, 2, 7, 8 – пломбы с указанием квартала изготовления; 3, 4, 5, 6 – пломбы завода изготовителя счетчиков газа). Приведенная схема пломбировки применима ко всем исполнениям комплексов в рамках мест установки пломб.

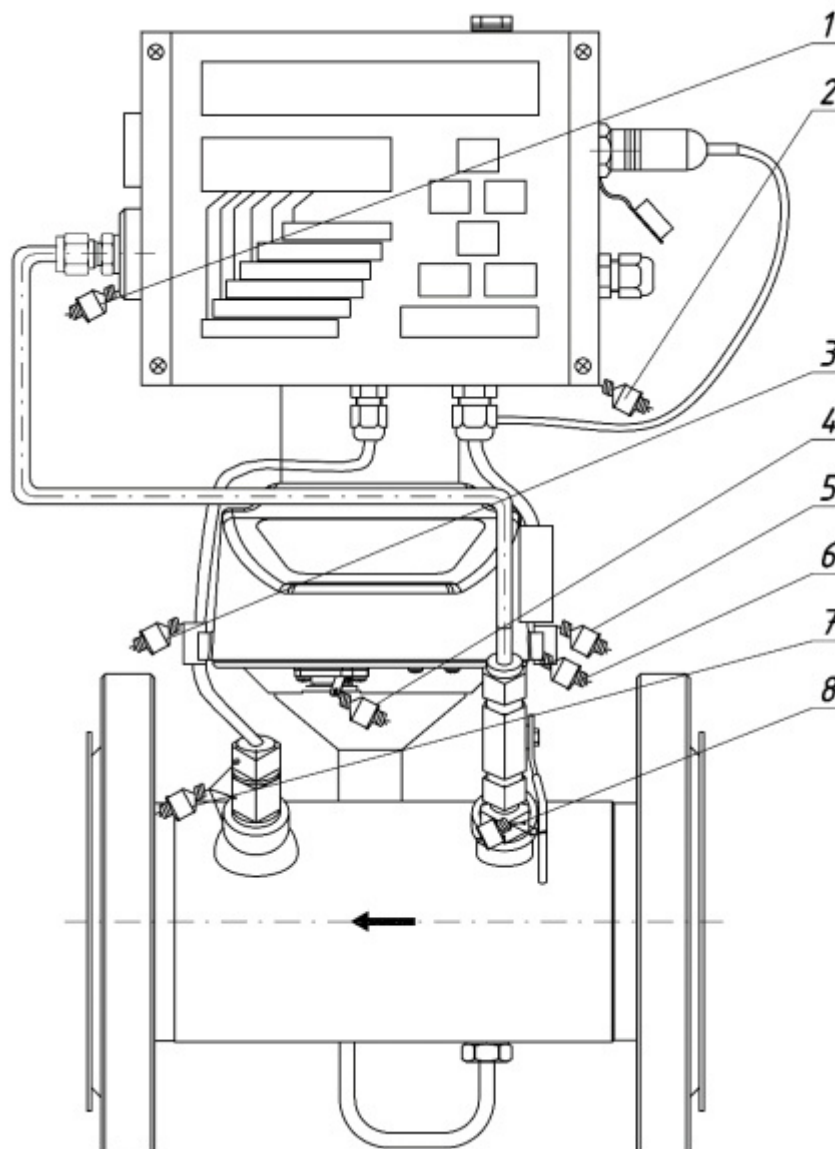


Рисунок 3 - Схема пломбирования комплексов измерительных Суперфлоу 23СГ

Программное обеспечение

Корректоры, входящие в состав комплексов, содержат встроенное программное обеспечение (ПО) и энергонезависимую память для хранения данных заводских настроек. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО располагается в энергонезависимой памяти микроконтроллера, обеспечивающего аппаратную защиту от считывания ПО или его части с целью копирования, или внесения изменений. Встроенные средства для программирования или изменения ПО отсутствуют. Защита от преднамеренных и непреднамеренных изменений достигается путём установки специальной крышки, препятствующей демонтажу платы и скрывающей элементы, обеспечивающие возможность

корректировки градуировочной характеристики измерительных каналов и загрузку встроенного ПО. Защитная крышка опечатывается и содержит предупредительную надпись «Не вскрывать! Опломбировано изготовителем».

Метрологические характеристики комплекса нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Корректор обеспечивает идентификацию встроенного ПО посредством индикации номера версии.

В счетчиках газа турбинных СГ16МТ отсутствует ПО.

Идентификационные данные ПО корректоров приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.x
Цифровой идентификатор ПО	-

Уровень защиты программного обеспечения корректоров от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077–2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики комплексов

Наименование	Значение
1	2
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %:	
в диапазоне расходов от Q_{max} до Q_t	$\pm 1,2$
в диапазоне расходов менее Q_t до Q_{min}	$\pm 2,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, в рабочем диапазоне температуры окружающего воздуха, %:	
в диапазоне расходов от Q_{max} до Q_t	$\pm 1,5$
в диапазоне расходов менее Q_t до Q_{min}	$\pm 2,3$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа при рабочих условиях в рабочем диапазоне температуры окружающего воздуха, %:	
в диапазоне расходов от Q_{max} до Q_t	$\pm 1,0$
в диапазоне расходов менее Q_t до Q_{min}	$\pm 2,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объема газа при стандартных условиях, обусловленные программной реализацией алгоритмов, %	$\pm 0,01$
Верхний предел измерений (ВПИ) абсолютного давления, МПа	от 0,2 до 1,7
Рабочий диапазон измерений абсолютного давления, % ВПИ	от 30 до 100
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений абсолютного давления, %	$\pm 0,45$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления в рабочем диапазоне температуры окружающего воздуха, %	$\pm 0,9$
Диапазон измерений термодинамической температуры, К (°C)	от 243 до 343 (от -30 до +70)

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений термодинамической температуры в рабочем диапазоне температуры окружающего воздуха, %	$\pm 0,1$
Порог чувствительности, не более: для комплекса Суперфлоу 23СГ-65/10/50 для остальных комплексов	3,3 м³/ч 0,02Q _{max}
Потеря давления на счетчике СГ16МТ-Р при максимальном расходе, не более	1800 Па (180 мм вод.ст.).

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты - корректора - счетчика	Ex ib IIA T3 Gb Ex ib IIB T4 X
Нормальные условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре 35°С и более низких температурах, без конденсации влаги, % - атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 до 95 от 84 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре 35°С и более низких температурах, без конденсации влаги, % - атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 до 95 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта, а также на маркировочную табличку, расположенной на соединительном кронштейне, изготовленную методом лазерной гравировки на самоклеящейся пластиковой плёнке.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Комплекс измерительный Суперфлоу 23СГ	СНАГ.407221.001	1
Комплекс измерительный Суперфлоу 23СГ. Паспорт	СНАГ.407221.001 ПС	1
Корректор объема газа Суперфлоу 23. Руководство по эксплуатации	СНАГ.407229.001 РЭ	1
Корректор объема газа Суперфлоу 23. Паспорт.	СНАГ.407229.001 ПС	1
Счетчик газа СГ16МТ-Р. Руководство по эксплуатации	ЛГФИ.407221.046 РЭ	1
Счетчик газа СГ16МТ-Р. Паспорт	ЛГФИ.407221.046 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем природного газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков газа», аттестованным ООО "ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ", свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 101/РОСС RU.0001.310294–2022, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.45191.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.740–2011 ГСИ. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков;

СНАГ.407221.001 ТУ. Комплекс измерительный «Суперфлоу 23СГ». Технические условия.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)

ИНН 7704028125

Юридический адрес: 117405, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Кирпичные Выемки, д. 3, помещ. VI, ком. 21

Телефон: (499) 580-41-40

Web-сайт: www.gazprom-auto.ru

E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)

ИНН 7704028125

Юридический адрес: 117405, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Кирпичные Выемки, д. 3, помещ. VI, ком. 21

Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции:
117405, г. Москва, ул. Кирпичные выемки, д. 3

Телефон: (499) 580-41-40

Web-сайт: www.gazprom-auto.ru

E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

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: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

