

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 20 » августа 2024 г. № 1959

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Трансформаторы тока	ТОЛ - СЭЩ	01080-24, 00001-24, 00031-24, 00014-24	51623-12	-	-	ГОСТ 8.217- 2003	МП 7-26- 2024	-	29.05. 2024	Акционерное общество «Группа компаний «Электрощит» – ТМ Самара» (АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»), г. Самара, п. Красная Глинка	УНИИМ – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Екатеринбург
2.	Трансформаторы тока	LRB-220	23240022	52799-13	-	-	ГОСТ 8.217- 2003	МП201/1.1- 027-2024	-	19.06. 2024	«Mambo Technical Service Co., Ltd.», Китай	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
3.	Вычислители	УВП-280	УВП- 280А.01зав. №102611, УВП- 280Б.01 зав. №105509 с блоком ПИК3.01 зав.	53503-13	-	-	МП 208-011- 2022	-	-	07.06. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Специализирова нное конструкторское бюро «ПРОМАВТОМА ТИКА» (ООО «СКБ	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

			№101714								«ПРОМАВТОМАТИКА»), г. Москва, г. Зеленоград	
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин»	-	5096	54213-13	-	МЦКЛ.002 7 МП	-	54213-13 МП	-	29.01.2024	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»), г. Астрахань	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
5.	Комплексы для измерения количества газа	СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д	исполнение СГ-ТК-Т-250 зав. №16240100 02, исполнение СГ-ТК-Р-100 зав. №16240100 01, исполнение СГ-ТК-Р-1600 зав. №16240100 03	55340-13	-	-	ЛГТИ.40732 1.020 МП (с изменением №2)	МП 1906/1-311229-2024	-	19.06.2024	Общество с ограниченной ответственностью «РАСКО Газэлектроника» (ООО «РАСКО Газэлектроника»), Нижегородская обл., г. Арзамас	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
6.	Весы крановые встроенные	КРАБ	КРАБ-150-МВ150 зав. №02407 (в комплектации с датчиками МВ-150 и прибором DataVes-18)	58046-14	-	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011, (Приложение ДА)	-	-	18.06.2024	Общество с ограниченной ответственностью «ИнтерВес» (ООО «ИнтерВес»), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	-	005	67415-17	-	МП 67415-17	-	МИ 3000-2022	-	07.06.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск

	(АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-7 г. Санкт-Петербург, Дальневосточный пр. 16 к. 1										«АКУП»), г. Москва	
8.	Весы электронные	Штрих ВМ 100	ВМ 100 Е 15-2.5 Р зав. №240001	68622-17	-	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011 (приложение ДА)	-	-	22.04.2024	Акционерное общество «Штрих-М» (АО «Штрих-М»), г. Москва	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
9.	Комплексы фиксации нарушений ПДД	«Астра-Трафик»	мод. «Астра-Трафик Версия 1.1» зав. №№ 1667, 1668, мод. «Астра-Трафик Версия 1.2» зав. №№ 1705 1706	71383-18	-	-	651-18-005 МП	МП 651-24-006	Общество с ограниченной ответственностью «Астра Лаб» (ООО «Астра Лаб»), г. Москва	09.02.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Служба Мониторинга Юг» (ООО «СМ ЮГ»), г. Ставрополь	ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»	-	1	80048-20	-	-	МП-271-RA.RU.31055 6-2020	-	-	10.11.2023	Филиал публичного акционерного общества «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» (Филиал ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»), г. Красноярск	ООО «Комплексные энергетические решения», г. Москва
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) НАО «СВЕЗА Новатор»	-	001	84804-22	Непубличное акционерное общество «СВЕЗА Новатор» (НАО «СВЕЗА Новатор»), Вологодская обл., Великоустюгски	МИ 3000-2018	-	МИ 3000-2022	-	08.07.2024	Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»), г. Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва

					й р-н, п. Новатор							
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс»	-	02/22	86186-22	Филиал «Самарский» публичного акционерного общества «Т Плюс» (Филиал «Самарский» ПАО «Т Плюс»), Московская обл., г. о. Красногорск	-	МП 26.51.43/10/2 2	-	-	27.05. 2024	Филиал «Самарский» публичного акционерного общества «Т Плюс» (Филиал «Самарский» ПАО «Т Плюс»), Московская обл., г. о. Красногорск	ООО «КЭР - Автоматика», г. Казань
13.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское»	-	01	87128-22	Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании (АО «Томскнефть» ВНК), Томская обл., г. Стрежевой	МП 460-2022	-	МП 489-2024	-	20.06. 2024	Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании (АО «Томскнефть» ВНК), Томская обл., г. Стрежевой	ФБУ «Томский ЦСМ», г. Томск
14.	Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»	-	2219	88427-23	Акционерное общество «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»), Оренбургская обл., г. Бузулук	МП 19-01062-31-2022	-	МП 1642-9-2024	-	04.05. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Корвол» (ООО «Корвол», Республика Татарстан, г. Альметьевск	ВНИИР -филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань
15.	Спектрометры-дозиметры нейтронов и гамма-квантов	SDMF	2416, 2415, 2132	90065-23	Общество с ограниченной ответственностью «Центр АЦП» (ООО «Центр АЦП»), г. Москва	-	МП 2104-033-2023	МП 2104-038-2024	-	11.07. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Центр АЦП» (ООО «Центр АЦП»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт-Петербург
16.	Система автоматизированная информационно-	-	18.001-2023	91382-24	Инженерно-технический центр Общества	-	МП-521.310556-2023	-	-	24.06. 2024	Инженерно-технический центр Общества с	Западно-Сибирский филиал ФГУП

	измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»				с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно- технический центр ООО «Газпром энерго»), г. Оренбург						ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно- технический центр ООО «Газпром энерго»), г. Оренбург	«ВНИИФТРИ», г. Новосибирск
17.	Система измерений количества и показателей качества нефти с объектов нефтедобычи АО «АРКТИКГАЗ»	-	719	91620-24	Акционерное общество «Арктическая газовая компания» (АО «АРКТИКГАЗ») , Ямало- Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой	-	МП 1582-9- 2023	-	-	24.06. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Научно- производственное предприятие ОЗНА- Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА- Инжиниринг»), г. Уфа	ВНИИР -филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 54213-13

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений и контроля массового расхода, массы, давления, температуры, плотности и влагосодержания нефти, выработки сигналов управления и регулирования, выполнения функций сигнализации, а также накопления, регистрации и хранения информации об измеряемых технологических параметрах.

Описание средства измерений

Принцип действия системы состоит в получении измерительной информации с помощью измерительных преобразований, обработки результатов измерений, индикации, регистрации результатов измерений и результатов их обработки.

Система установлена на плавучем нефтехранилище «Ю. Корчагин» морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин» (далее – МПК), территориально расположенного в Российском секторе северной части Каспийского моря, общий вид представлен на рисунке 1.

Система применяется при проведении измерений и учета нефти, по качеству соответствующей ГОСТ Р 51858-2002, поступающей на МПК по подводному нефтепроводу с морской ледостойкой стационарной платформы нефтяного месторождения им. Ю. Корчагина и отгружаемой с МПК в танкеры челноки для транспортировки.

При измерении массы нефти реализован прямой метод динамических измерений с использованием счётчиков-расходомеров массовых.

Система конструктивно состоит из следующих модулей:

- технологический модуль поступающей нефти;
- технологический модуль отгружаемой нефти;
- блок обработки информации и управления.

Каждый технологический модуль представляет собой закрытый блок-бокс помещение с размещенными внутри технологическими блоками, оснащенными первичными измерительными преобразователями измерительных каналов, а также вспомогательным технологическим и электрическим оборудованием – фильтрами, насосами, регулирующими клапанами и электроприводными задвижками и т.д. Технологические модули оборудованы системой обогрева, вентиляции и кондиционирования, системой освещения, детекторами обнаружения пожара и загазованности, устройствами пожаротушения. Детекторы обнаружения пожара и загазованности, а также устройства пожаротушения интегрированы в соответствующие судовые системы плавучего нефтехранилища перегрузочного комплекса.

Блок обработки информации и управления (далее - БОИ) состоит из четырех стандартных шкафов фирмы «Rittal» со смонтированными в них контроллерами измерительными FloBoss S600 (4 шт., регистрационный № 38623-08 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. № в ФИФ ОЕИ)) и комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (1 шт., рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ), искробезопасными барьерами, коммуникационным оборудованием, компьютерами диспетчерского управления и другим оборудованием. Также блок обработки информации и управления включает устройства печати, удаленное автоматизированное рабочее место оператора и источник бесперебойного питания с батареями.

Технологические модули поступающей и отгружаемой нефти соединены с БОИ кабельными линиями связи.

В составе системы имеются следующие измерительные каналы, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

- измерительный канал массового расхода и массы отгружаемой нефти – 3 шт.;
- измерительный канал температуры отгружаемой нефти – 3 шт.;
- измерительный канал избыточного давления отгружаемой нефти – 3 шт.;
- измерительный канал плотности в блоке измерений параметров качества (далее – БИК) отгружаемой нефти – 1 шт.;
- измерительный канал влагосодержания отгружаемой нефти – 1 шт.;
- измерительный канал избыточного давления в БИК отгружаемой нефти – 1 шт.;
- измерительный канал температуры в БИК отгружаемой нефти – 1 шт.;
- измерительный канал плотности нефти в поверочной установке – 1 шт.;
- измерительный канал температуры в поверочной установке – 3 шт.;
- измерительный канал избыточного давления в поверочной установке – 2 шт.;
- измерительный канал массового расхода и массы поступающей нефти – 2 шт.;
- измерительный канал избыточного давления поступающей нефти – 2 шт.;
- измерительный канал температуры поступающей нефти – 2 шт.

Состав измерительных каналов, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, приведен в таблице 1.

Остальные измерительные каналы в составе системы являются вспомогательными и находятся вне сфер государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Также в состав СИКН входит поверочная установка, предусмотренная для поверки (определения) в автоматизированном режиме метрологических характеристик измерительных каналов массового расхода и массы, выполнена на основе установки трубопоршневой SYNCROTRAK S-35 (далее – ТПУ) (номер в Госреестре СИ РФ 28232-04).

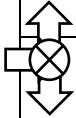
Таблица 1 – Состав измерительных каналов СИКН

Состав измерительного канала			
Диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)
1	2	3	4
Измерительный канал массового расхода и массы отгружаемой нефти (3 шт.)			
от 80 до 630 т/ч (от 180 до 630 т/ч)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели DS600 с преобразователем 2700, $\pm 0,1$ % (отн.), рег. № 13425-06 в ФИФ ОЕИ	 Связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход частотно-импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов, рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion исполнение первичного преобразователя CMF, электронный преобразователь модели 2700, $\pm 0,1$ % (отн.), рег. № 45115-16 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход частотно-импульсный, $\pm 0,005$ % (отн.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
Измерительный канал температуры отгружаемой нефти (3 шт.)			
от 0 до +75 °C	Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,20$ °C (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ	Барьер искробезопасности НБИ $\pm 0,1$ % (прив.), рег. № 59512-14 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,009$ мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), $\pm 0,01$ % (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, $\pm 0,005$ % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Измерительный канал избыточного давления отгружаемой нефти (3 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ	Барьер искробезопасности НБИ ±0,1 % (прив.), рег. № 59512-14 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,009 мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.), а также связующие компоненты	
Измерительный канал плотности в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 300 до 1100 кг/м³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835, выход частота от 200 до 1200 Гц, ±0,15 кг/м³ (абс.), рег. № 15644-06 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход частота от 0 до 10000 Гц, ±0,1 Гц (абс.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
Измерительный канал влагосодержания в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 0 до 10 об. %	Влагомер поточный модель L, выход сила тока от 4 до 20 мА, от ±0,05 до ±0,15 % (абс.), рег. № 25603-03 в ФИФ ОЕИ или Влагомер поточный модель L, выход сила тока от 4 до 20 мА, от ±0,05 до ±0,10 % (абс.), рег. № 56767-14 в ФИФ ОЕИ	Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.), а также связующие компоненты	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Измерительный канал избыточного давления в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ	Преобразователь измерительный MTL 5042, $\pm 10,0$ мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), $\pm 0,01$ % (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, $\pm 0,005$ % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
Измерительный канал температуры в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 0 до +75 °С	Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,20$ °С (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ	Преобразователь измерительный MTL 5042, $\pm 10,0$ мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), $\pm 0,01$ % (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, $\pm 0,005$ % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
ИК плотности нефти в поверочной установке (1 шт.)			
от 300 до 1100 кг/м ³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835, выход частота от 200 до 1200 Гц, $\pm 0,15$ кг/м ³ (абс.), рег. № 15644-06 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты  Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход частотно-импульсный, $\pm 0,005$ % (отн.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ Контроллер измерительный FloBoss S600 вход частота от 0 до 10000 Гц, $\pm 0,1$ Гц (абс.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК температуры в поверочной установке (3 шт.)			
от 0 до +75 °С	Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,20 °С (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,009 мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		 Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.) а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
ИК избыточного давления в поверочной установке (2 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,009 мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		 Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК массового расхода и массы поступающей нефти (2 шт.)			
от 29 до 350 т/ч (от 35 до 280 т/ч)*	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 400 с преобразователем 2700, $\pm 0,1$ % (отн.), рег. № 13425-06 в ФИФ ОЕИ или Счетчик-расходомер массовый Micro Motion исполнение первичного преобразователя CMF, электронный преобразователь модели 2700, $\pm 0,1$ % (отн.), рег. № 45115-16 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход частотно-импульсный, $\pm 0,005$ % (отн.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
ИК температуры поступающей нефти (2 шт.)			
от 0 до +75 °C	Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,20$ °C (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,009$ мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
ИК избыточного давления поступающей нефти (2 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,009$ мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ

Заводской номер и знак утверждения типа наносятся на информационную табличку, расположенную на боковой панели шкафа БОИ. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунке 2, метод нанесения печать.

В системе предусмотрена многоступенчатая защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, ведение журналов событий системы).

Пломбировка системы осуществляется путем пломбировки средств измерений, измерительных преобразователей и оборудования. Схемы пломбировки системы соответствуют рекомендациям МИ 3002-2006.



Рисунок 1 – Общий вид плавучего нефтехранилища «Ю. Корчагин»
морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин»

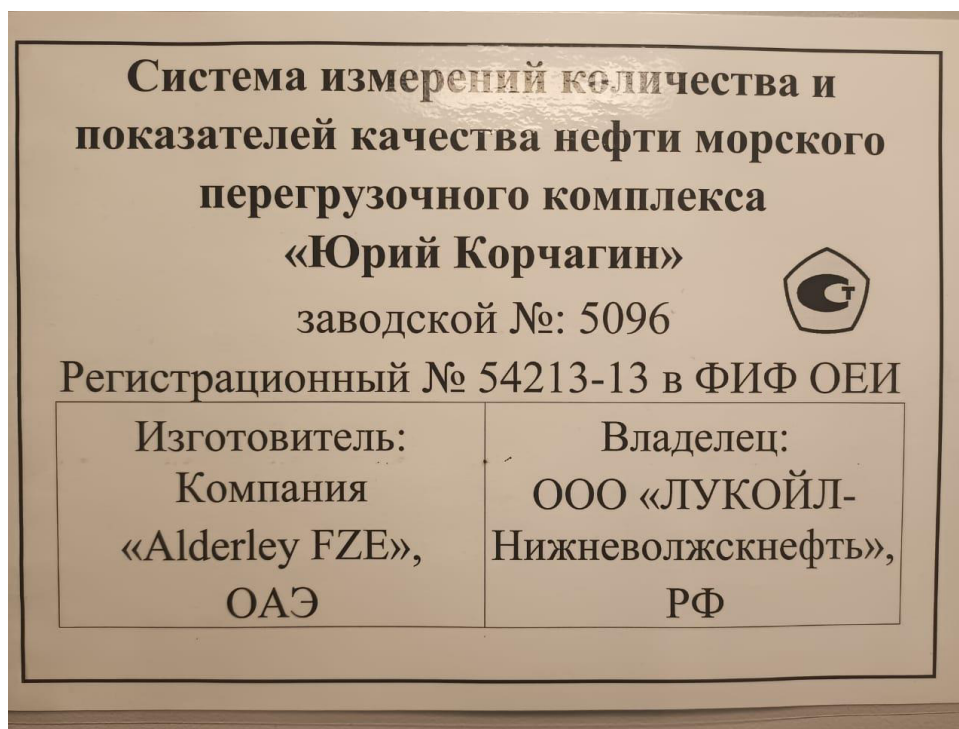


Рисунок 2 – Информационная табличка системы

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) БОИ системы включает в себя:

- ПО автоматизированного рабочего места оператора, реализовано на базе комплекса программного обеспечения «ФОРВАРД PRO». Данное ПО осуществляет сбор, обработку, отображение, хранение и архивирование измерительной информации получаемой с контроллеров измерительных FloBoss S600 и Комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07, расчет массы нетто поступающей и отгружаемой нефти. Идентификационные данные приведены в таблице 2;

- ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07, данное ПО осуществляет сбор, обработку, отображение, хранение и архивирование измерительной информации получаемой с первичных преобразователей, а также с технологического и вспомогательного оборудования. При поверке системы данное ПО реализует автоматизированную поверку. Идентификационные данные приведены в таблице 3;

- ПО контроллеров измерительных FloBoss S600, данное ПО осуществляет сбор, обработку, отображение, хранение и архивирование измерительной информации получаемой с первичных преобразователей, а также с технологического и вспомогательного оборудования. Идентификационные данные приведены в таблице 4.

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимого ПО автоматизированного рабочего места оператора (Комплекс программного обеспечения «ФОРВАРД PRO»)

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование программного обеспечения	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	ArmTPU.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	4.0.0.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	55DCB371
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Таблица 3 – Идентификационные данные прикладного ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор программного обеспечения	1B8C4675
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Обозначение контроллера	OG-FC-ST1	OG-FC-ST2	OG-FC-ST3	IN-OG-PROVER
Идентификационное наименование программного обеспечения	-			
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	05.33	05.33	05.33	05.33

Установлен уровень защиты в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014:

- «высокий» для ПО автоматизированного рабочего места оператора, в соответствии со свидетельством № 2301-19 о метрологической аттестации программного обеспечения (программы), выдано ФГУП «ВНИИР» 13.05.2019 г.;

- «высокий» для прикладного ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07, в соответствии со сведениями приведенными в описании типа (рег. № 75139-19);

- «высокий» для ПО контроллеров измерительных FloBoss S600.

Для защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в системе используется многоуровневая система защиты, которая реализована на основе разграничения прав пользователей и паролей. Каждому пользователю присваивается уровень защищенного доступа и пароль. Для редактирования системных конфигураций системы требуется специальное программное обеспечение.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч - отгружаемой нефти - поступающей нефти	от 80 до 1260* (от 180 до 1260*) от 29 до 350 (от 35 до 280)
Диапазон измерений избыточного давления нефти, кПа	от 0 до 1600
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от 0 до +75
Диапазон измерений температуры планки с оптическими переключателями ТПУ, °С	от 0 до +75
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	от 300 до 1100
Диапазон измерений влагосодержания нефти (объемная доля воды), %	от 0 до 10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти при доверительной вероятности 0,95, %	±0,25
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,3

Продолжение таблицы 5

1	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры планки с оптическими переключателями ТПУ, °С	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений влагосодержания нефти (объемная доля воды), % - в диапазоне от 0 до 4 % - в диапазоне от 4 до 10 %	±0,1 ±0,2
Примечания: * указано максимальное значения диапазона измерений массового расхода отгружаемой нефти, обеспечивается работой не менее двух измерительных линий, максимальный массовый расход одной измерительной линии 630 т/ч.	

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт. - отгружаемой нефти - поступающей нефти	3 2
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Рабочий диапазон температуры измеряемой нефти, °С - отгружаемой нефти - поступающей нефти	от +5 до +35 от 0 до +40
Условное давление оборудования	ANSI 150 (1,6 МПа)
Режим измерений - отгружаемой нефти - поступающей нефти	периодический непрерывный
Основные характеристики ТПУ: - максимальный расход, м ³ /ч - номинальный объем, дм ³ - пределы допускаемой относительной погрешности при воспроизведении объема, %	795 94,6 ±0,05
Рабочие условия эксплуатации для оборудования в помещениях технологических модулей: - диапазон температуры окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, при +30 °С и ниже без конденсации влаги, %, не более - диапазон атмосферного давления, кПа - класс взрывоопасной зоны по ПУЭ - категория и группа взрывоопасной смеси	от +15 до +25 95 от 84 до 106,7 В-1а ПА-Т3

Продолжение таблицы 6

1	2
Рабочие условия эксплуатации для блока обработки информации и управления: - диапазон температуры окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, в диапазоне рабочих температур, %, не более - диапазон атмосферного давления, кПа	от +15 до +30 95 от 84 до 106,7
Напряжение питающей электросети, В	380 ^{+10%} _{-15%} ; 220 ^{+10%} _{-15%}
Частота переменного тока, Гц	50±0,4
Потребляемая мощность, кВА, не более	120
Габаритные размеры модулей, мм, не более - модуль поступающей нефти (В×Ш×Д) - модуль отгружаемой нефти (В×Ш×Д) - блок обработки информации и управления (В×Ш×Г)	3600×4000×9000 3600×8000×15000 2175×1615×1215
Масса модулей, кг, не более - модуль поступающей нефти - модуль отгружаемой нефти - блок обработки информации и управления	30000 80000 2300
Срок службы, лет, не менее	15
Среднее время наработки на отказ, ч	40000

Знак утверждения типа

знак утверждения типа наносят типографским способом в верхней части титульного листа инструкции по эксплуатации и формуляра, а также на информационную табличку в соответствии с рисунком 1.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин»	заводской № 5096	1 шт.*
Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин». Заводской № 5096. Формуляр	—	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин». Заводской № 5096. Инструкция по эксплуатации	И-05-01-90-03-01-23	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин». Зав. № 5096. Методика поверки	—	1 экз.
* Комплектность системы, в том числе комплект ЗИП, в соответствии с формуляром.		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложена в документе Инструкция МЦКЛ.0479.М-2023 «ГСИ. Методика (метод) измерений. Масса нетто нефти. Методика измерений, основанная на прямом методе динамический измерений, системой измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин», свидетельство об аттестации № RA.RU.311313/МИ-234-2023, регистрационный № в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2024.47557, а также в разделе 7 инструкции по эксплуатации.

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» (п. 6.1.1);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

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»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

ГОСТ 8.614-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов»;

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

ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.

Изготовитель

Компания «Alderley FZE»
Адрес: 17015, ОАЭ (UAE), Dubai, Jebel Ali.
тел: +971 4 804 2777
факс: +971 4 883 5295
E-mail: salesafze@alderley.com

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
Web-сайт: <http://www.kip-mce.ru>
E-mail: sittek@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Спектрометры-дозиметры нейтронов и гамма-квантов SDMF

Назначение средства измерений

Спектрометры-дозиметры нейтронов и гамма-квантов SDMF (далее – спектрометры-дозиметры) предназначены для измерений энергетического распределения быстрых нейтронов и гамма-квантов в смешанных полях, мощности амбиентного эквивалента дозы нейтронного и гамма-излучения, интегральной плотности потока медленных нейтронов.

Описание средства измерений

Принцип действия устройства основан на преобразовании энергии ионизирующих излучений в электрические импульсы.

Спектрометры-дозиметры выпускаются в трёх модификациях – SDMF-1206SN, SDMF-1608, SDMF-1608SN, которые различаются размерами чувствительного элемента блоков детектирования.

Чувствительными элементами, в зависимости от модификации, являются органические кристаллы и счётчик тепловых нейтронов.

Конструктивно спектрометры-дозиметры состоят из следующих основных элементов:

- блок детектирования быстрых нейтронов и гамма-квантов на основе органического сцинтиллятора размером 40×40 мм, СЕБР.418223.102;
- блок детектирования быстрых нейтронов и гамма-квантов на основе органического сцинтиллятора размером 25×25 мм, СЕБР.418223.101;
- блок детектирования медленных нейтронов на основе счётчика СНМ-13, СЕБР.418229.103;
- блок амплитудно-цифрового преобразователя, встроенного в компьютер;
- сигнальные и питающий кабель максимальной длины 20 м.

Спектрометры-дозиметры обеспечивают измерение энергетического распределения нейтронов в диапазоне энергий от тепловых до 19 МэВ и γ -квантов в диапазоне энергий от 0,1 до 8 МэВ в смешанных полях гамма-нейтронного излучения и расчёт значений мощности амбиентного эквивалента дозы нейтронного и гамма-излучений с использованием коэффициентов связи "флюенс-доза" ($\text{Зв}\cdot\text{см}^2$), приведённых в отечественных (НРБ-99/2009) и международных (ISO-8529-3:2020, ICRP-74:1997, ICRP-116:2010) нормативных документах.

Маркировка обеспечивает однозначную идентификацию по заводскому номеру, состоящему из четырёх арабских цифр, нанесенному методом гравировки на алюминиевой табличке на лицевой поверхности. Способ нанесения маркировки обеспечивает ее сохранность за время эксплуатации и доступность для просмотра.

Нанесение знака поверки на спектрометр-дозиметр не предусмотрено.

Спектрометры-дозиметры пломбируются специальной гарантийной этикеткой. При вскрытии корпуса пломба разрушается.

Общий вид спектрометра-дозиметра с указанием мест расположения маркировки и пломб, нанесения знака утверждения типа представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид спектрометра-дозиметра

Программное обеспечение

Программное обеспечение спектрометра-дозиметра (далее – ПО «SDMF») состоит из встроенного ПО, установленного на управляющий компьютер с операционной системой Windows.

ПО «SDMF» позволяет осуществлять:

- измерение аппаратных распределений импульсов;
- восстановление энергетических спектров быстрых нейтронов и γ -квантов с отображением результатов на экране спектрометра-дозиметра;
- определение мощности амбиентного эквивалента дозы (Зв/с, Зв/ч, мкЗв/с, мкЗв/ч в зависимости от установок пользователя) в любом выбранном пользователем диапазоне энергий нейтронов и γ -квантов;
- сохранение аппаратных и восстановленных спектров быстрых нейтронов и γ -квантов;
- ведение базы данных и запись в нее аппаратных распределений импульсов.

Всё ПО «SDMF» спектрометра-дозиметра является метрологически значимым.

В соответствии с Р 50.2.077-2014 уровень защиты ПО «SDMF» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения спектрометра-дозиметра

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SDMF-PRO.DB(D)SN.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	23.х.у.[год обновления]*
Примечания: 1) * 23 – метрологически значимая часть, х.у.[год обновления] – составная часть номера версии ПО (метрологически незначимая, изменяемая часть), х может принимать значения от 1 до 99, у может принимать значения от 1 до 999, [год обновления] – календарный год обновления ПО, не ниже 2023. 2) Текущий номер версии и контрольная сумма ПО приведены в разделе «Свидетельство о приемке» формуляра.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики спектрометра-дозиметра

Наименование характеристики	Значение		
	SDMF-1206SN	SDMF-1608	SDMF-1608SN
Диапазон измеряемых энергий нейтронного излучения, МэВ	от 0,1 до 12	от 1 до 19	от 0,5 до 16
Пределы допускаемой относительной погрешности характеристики преобразования при измерении энергии нейтронов, %	±3		
Относительное энергетическое разрешение по линии 14,8 МэВ ($T(d,n)^4He$), %, не более	-	4	4
Относительное энергетическое разрешение по линии 2,5 МэВ ($D(d,n)^3He$), %, не более	4	-	-
Диапазон измерений плотности потока нейтронов, $c^{-1} \cdot cm^{-2}$	от $2 \cdot 10^1$ до $2 \cdot 10^4$		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности потока нейтронов, %	±7		
Диапазон энергий регистрируемого гамма-излучения, МэВ	от 0,1 до 6,0	от 0,5 до 8,0	от 0,24 до 8,0
Пределы допускаемой относительной погрешности характеристики преобразования при измерении энергии гамма-квантов, %	±2		
Относительное энергетическое разрешение по линии гамма-излучения радионуклида ^{137}Cs с энергией 661,7 кэВ, %, не более	12		
Диапазон измерений плотности потока гамма-квантов, $c^{-1} \cdot cm^{-2}$	от $2 \cdot 10^1$ до $2 \cdot 10^4$		

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
-----------------------------	----------

	SDMF-1206SN	SDMF-1608	SDMF-1608SN
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности потока гамма-квантов, %	± 10		
Диапазон энергий медленных нейтронов, эВ	от 0,03 до 10^5		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности потока медленных нейтронов, %	± 10		
Максимальная входная загрузка, с^{-1} , не менее	10^4		
Диапазон измерений мощности амбиентного эквивалента дозы нейтронного излучения, мкЗв/ч	от 0,2 до $1,75 \cdot 10^4$		
Диапазон измерений мощности амбиентного эквивалента дозы гамма-излучения, мкЗв/ч	от 0,2 до $1,75 \cdot 10^4$		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности амбиентного эквивалента дозы нейтронного излучения, %	± 12		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности амбиентного эквивалента дозы гамма-излучения, %	± 12		

Таблица 3 – Основные технические характеристики спектрометра-дозиметра

Наименование характеристики	Значение
Время установления рабочего режима, мин, не более	15
Временная нестабильность характеристики преобразования спектрометрического канала за 8 часов непрерывной работы, %, не более	0,5
Характеристики питания сети переменного тока напряжение, В частота, Гц	230 ± 23 50 ± 1
Габаритные размеры спектрометра-дозиметра, мм, не более: - длина - ширина - высота	415 165 360
Габаритные размеры блоков детектирования, мм, не более: - диаметр - высота	65 245
Масса, кг, не более	10
Потребляемая мощность, Вт, не более	120
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха при 40 °C, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +30 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	5000

Знак утверждения типа

наносится на пленочную этикетку, наклеиваемую на боковую панель спектрометра-дозиметра, и методом компьютерной графики на титульный лист Руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплект поставки спектрометра-дозиметра

Наименование	Обозначение	Количество, шт.	Модификации		
			SDMF-1206SN	SDMF-1608	SDMF-1608SN
Спектрометр-дозиметр в составе:	SDMF				
– блок детектирования быстрых нейтронов и гамма-квантов со сцинтиллятором на основе стильбена размером 25 x 25 мм	СЕБР.418223.101	1	+	-	-
– блок детектирования быстрых нейтронов и гамма-квантов со сцинтиллятором на основе стильбена размером 40 x 40 мм	СЕБР.418223.102	1	-	+	+
– блок детектирования медленных нейтронов на основе счётчика СНМ-13 размером 8 x 85 мм	СЕБР.418229.103	1	+	-	+
– кабель для блока детектирования быстрых нейтронов и гамма-квантов длиной 20 м	СЕБР.412153.112	1	+	+	+
– кабель для блока детектирования медленных нейтронов длиной 20 м	СЕБР.412153.113	1	+	-	+
– сетевой кабель унифицированный, длиной 1,5 м		1	+	+	+
Промышленный компьютер	ARP ARIESYS	1	+	+	+
Малогабаритный мобильный кейс для промышленного компьютера		1	+	+	+
Кейс для блока детектирования и кабеля		1	+	+	+
Программное обеспечение	СЕБР.412153.110	1	+	+	+
Руководство по эксплуатации	СЕБР.412153.100 РЭ	1	+	+	+
Паспорт	СЕБР.412153.100 ПС	1	+	+	+
Формуляр	СЕБР.412153.100 ФО	1	+	+	+

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа СЕБР.412153.100 РЭ «Спектрометры-дозиметры нейтронов и гамма-квантов SDMF».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 4.59-79 Система показателей качества продукции. Средства измерений ионизирующих излучений. Номенклатура показателей;

ГОСТ 27451-87 Средства измерений ионизирующих излучений. Общие технические условия;

СЕБР.412153.100 ТУ. Спектрометры-дозиметры нейтронов и гамма-квантов SDMF. Технические условия;

Государственная поверочная схема для средств измерений потока и плотности потока нейтронов, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 ноября 2023 г. № 2416;

Государственная поверочная схема для средств измерений кермы в воздухе, мощности кермы в воздухе, экспозиционной дозы, мощности экспозиционной дозы, амбиентного, направленного и индивидуального эквивалентов дозы, мощностей амбиентного, направленного и индивидуального эквивалентов дозы и потока энергии рентгеновского и гамма-излучений, утверждённая приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2314;

ГОСТ 8.033-2023 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений активности радионуклидов, удельной активности радионуклидов, потока и плотности потока альфа-, бета-частиц и фотонов радионуклидных источников».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр АЦП» (ООО «Центр АЦП»)
ИНН 7733166970

Юридический адрес: 125040, г. Москва, ул. Верхняя, д. 6, эт. 14, помещ. 1, ком. 1-11

Телефон +7 499 257 45 03

Факс: +7 499 257 45 09

E-mail: mail@centeradc.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр АЦП» (ООО «Центр АЦП»)
ИНН 7733166970

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Верхняя, д. 6, эт. 14, помещ. 1, ком. 1-11

Телефон +7 499 257 45 03

Факс: +7 499 257 45 09

E-mail: mail@centeradc.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 71383-18

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик»

Назначение средства измерений

Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик» (далее - комплексы) предназначены для измерений в автоматическом режиме скорости движения транспортных средств (далее - ТС) радарным или безрадарным методом (по видеокадрам) в зоне контроля и на контролируемом участке, а также для измерений текущих навигационных параметров по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (далее - ГНСС) GPS/ГЛОНАСС и других ГНСС, определения на их основе координат местоположения комплексов в плане, синхронизации внутренней шкалы времени комплексов с национальной шкалой времени UTC(SU) и измерений интервалов времени.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС в зоне контроля по видеокадрам основан на измерении расстояния, пройденного ТС в зоне контроля и интервала времени, за который оно было пройдено.

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС в зоне контроля радарным методом (для комплексов модификации «Астра-Трафик Версия 1.2»), основан на измерении разности частоты высокочастотных сигналов при отражении от движущегося ТС, находящегося в зоне контроля комплексов (эффект Доплера).

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС на контролируемом участке основан на измерении интервала времени, за которое ТС прошло расстояние между зонами контроля двух комплексов. Для ТС, государственные регистрационные знаки (далее-ГРЗ) которого был распознан комплексом на въезде на контролируемый участок и комплексом на выезде из него, измеряется эффективное пройденное ТС расстояние, зависящее от координат обоих комплексов и от расположения ТС в зонах контроля комплексов в момент распознавания ГРЗ ТС (которое может определяться как оптическим, так и радарным методом). На основании этих данных рассчитывается скорость движения ТС на контролируемом участке. Функция измерения скорости на контролируемом участке может быть реализована при стационарной установке двух и более связанных друг с другом комплексов. Для измерений скорости движения ТС на контролируемом участке необходимо не менее двух комплексов.

Принцип действия комплексов при измерении значений текущего времени, интервалов времени и определении координат местоположения в плане основан на приеме и обработке сигналов ГНСС GPS/ГЛОНАСС и других ГНСС с помощью приемника, входящего в состав комплексов, автоматической синхронизации шкалы времени комплексов с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат местоположения комплексов в плане в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые комплексами.

Комплексы выпускаются в двух модификациях «Астра-Трафик Версия 1.1» и «Астра-Трафик Версия 1.2», отличающимися составом и измерительными функциями. Отличием модификаций является наличие в модификации «Астра-Трафик Версия 1.2» радиолокационного модуля и, соответственно, возможность определения комплексами данной модификации скорости движения ТС радарным методом.

Все измерения проводятся в автоматическом режиме. Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик» относятся к специальным техническим средствам, работающим в автоматическом режиме и имеющим функции фото и киносъемки, видеозаписи, для обеспечения контроля за дорожным движением.

По конструктивным особенностям, связанным с принципом применения, комплексы «Астра-Трафик Версия 1.1» относятся к группе стационарных, кроме комплексов «Астра-Трафик Версия 1.2», которые могут быть установлены на передвижных штативах, треногах, вышках, транспортных средствах (не находящихся в движении).

Конструктивно комплексы состоят из следующих компонентов:

- Основной модуль;
- ИК-прожектор;
- Радиолокационный модуль (для комплексов модификации «Астра-Трафик Версия 1.2»);
- Источник бесперебойного питания.

Корпус основного модуля комплексов защищен от несанкционированного доступа пломбой.

Заводской номер наносится методом печати на этикетку, расположенную на тыльной стороне корпуса основного модуля комплексов. Формат нанесения заводского номера цифровой.

Знак поверки на комплексы не наносится.

Область применения комплексов фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик» – сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений в целях повышения безопасности дорожного движения, с фиксацией нарушений Правил дорожного движения. Алгоритм выявления и фиксации нарушений Правил дорожного движения реализован за счет автоматического совмещения результатов измерений комплекса, распознанного им ГРЗ ТС, фото- и видеоматериалов, а также, при необходимости, размеченных зон фиксации и месторасположения ТС на улично-дорожной сети, данных нейросетевой видеоаналитики и информации из внешних и внутренних баз данных. Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик» могут применяться для фиксации следующих событий и нарушений ПДД для приближающихся и удаляющихся ТС, двигающихся в плотном потоке по всей зоне контроля:

- фиксация нарушений скоростного режима ТС;
- фиксации нарушений правил остановки (стоянки) ТС;
- фиксации пересечения в нарушение ПДД линий разметки проезжей части дороги;
- фиксации проезда на запрещающий сигнал светофора;
- фиксация невыполнения требования об остановке перед стоп-линией
- фиксация невыполнения требования об остановке перед знаком стоп;
- фиксация выезда на перекресток или пересечение проезжей части дороги в случае образовавшегося затора (или нарушение правил пересечения перекрестков с «вафельной» разметкой);
- фиксация поворота, или движения прямо, или разворота в нарушение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги;
- фиксация несоблюдения требований, предписанных дорожными знаками, запрещающими движение грузовых ТС;
- фиксация выезда в нарушение ПДД на обочину, газоны, пешеходные тротуары, велослужбы, полосы для реверсивного движения, полосы для движения маршрутных ТС, трамвайные пути;

- фиксация выезда на полосу, предназначенную для встречного движения;
 - фиксация нарушения правил пользования внешними световыми приборами;
 - фиксация нарушения правил применения ремней безопасности или мотошлемов, использования мобильных телефонов без специализированных устройств громкой связи;
 - фиксация несоблюдения требований, запрещающих остановку или стоянку ТС;
 - фиксация движений ТС во встречном направлении по дороге с односторонним движением;
 - фиксация нарушений требований об обязательном прохождении технического осмотра или обязательном страховании гражданской ответственности владельцев ТС;
 - фиксация установки на ТС без соответствующего разрешения спецсигналов (или опознавательного фонаря такси, опознавательного знака «Инвалид» и т. п.);
 - фиксация невыполнения требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения);
 - фиксация нарушений скоростного режима на протяженном участке дороги;
 - фиксация несоблюдения дистанции к впереди движущемуся ТС;
 - фиксация выезда на железнодорожный переезд при закрытом или закрывающемся шлагбауме, либо при запрещающем сигнале светофора;
 - фиксация остановки (стоянки) или выезда на встречную полосу на железнодорожном переезде;
 - фиксация движения ТС с разрешенной массой ТС по полосам в нарушение ПДД;
 - фиксация нарушений правил, установленных для движения ТС в жилых зонах;
 - фиксация прочих нарушений ПДД, а также подсчет количества ТС, прошедших через зону контроля комплекса;
 - фиксация проездов всех ТС в зоне контроля без нарушений ПДД.
- Общий вид комплексов и места пломбировки представлены на рисунке 1.



а) Модификация «Астра-Трафик Версия 1.1» б) Модификация «Астра-Трафик Версия 1.2»

Рисунок 1 – Общий вид и места пломбировки комплексов

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа комплексов представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа комплексов

Программное обеспечение

Функционирование комплексов осуществляется под управлением программного обеспечения (далее – ПО) «Астра-Трафик». Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию. Уровень защиты ПО «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077- 2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Астра-Трафик
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже v.1.01 beta
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики детекторов приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч - при измерении скорости в зоне контроля по видеокадрам - при измерении скорости на контролируемом участке дороги - при измерении скорости в зоне контроля радарным методом *	от 0 до 350 от 0 до 350 от 1 до 320
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС, км/ч: - при измерении скорости в зоне контроля по видеокадрам - при измерении скорости на контролируемом участке дороги - при измерении скорости в зоне контроля радарным методом *	± 1 ± 1 ± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплексов с национальной шкалой времени UTC(SU), мкс	± 5
Диапазон измерений интервалов времени, с	от 5 до 86400
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени, с	± 1

Наименование характеристики	Значение
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения комплексов в плане, м **	±3
* - для комплексов модификации «Астра-Трафик Версия 1.2»; ** - метрологическая характеристика нормирована для значений геометрического фактора PDOP расположения спутников GPS и ГЛОНАСС, сигналы которых принимаются одновременно, не превышающих 3	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления рабочего режима, мин, не более	3
Минимальная протяженность контролируемого участка дороги, м	80
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность при температуре 25 °C, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -65 до +65 98 от 60 до 106,7
Напряжение питания от сети переменного тока частотой 50±1 Гц, В	от 90 до 264
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	от 10 до 15
Потребляемая мощность комплексов, В·А, не более: - для комплексов модификации «Астра-Трафик Версия 1.1» - для комплексов модификации «Астра-Трафик Версия 1.2»	10 13
Степень защиты комплексов по ГОСТ 14254-2015	IP66
Габаритные размеры составных частей комплексов, мм, не более: Основной модуль - длина - ширина - высота ИК-прожектор - длина - ширина - высота Радиолокационный модуль * - длина - ширина - высота Источник бесперебойного питания - длина - ширина - высота	404 175 164 100 110 80 110 100 35 610 420 250
Масса составных частей комплексов, кг, не более: - Основной модуль - ИК-прожектор - Радиолокационный модуль * - Источник бесперебойного питания	5 0,6 0,5 45
* - для комплексов модификации «Астра-Трафик Версия 1.2»	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации и на этикетку, расположенную на тыльной стороне корпуса основного модуля методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы фиксации нарушений ПДД в составе:	«Астра-Трафик»	
Основной модуль	-	1 шт.
Радиолокационный модуль	-	1 шт. *
ИК-прожектор	-	1 шт.
Источник бесперебойного питания	-	1 шт.
Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик». Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.64-001-90938129-2017	1 экз..
Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик». Паспорт	ПС 26.51.64-001-90938129-2017	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
* - для комплексов модификации «Астра-Трафик Версия 1.2»		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» документа РЭ 26.51.64-001-90938129-2017 «Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик». Руководство по эксплуатации».

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» (п. 12.1.1, 12.1.2, 12.1.3, 12.42.1, 12.42.2, 12.43);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 7 июня 2024 г. № 1374 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных средств измерений»;

ГОСТ Р 57144-2016 «Специальные технические средства, работающие в автоматическом режиме и имеющие функции фото- и киносъемки, видеозаписи, для обеспечения контроля за дорожным движением. Общие технические требования» (п. 5.3, 5.4, 5.5);

ТУ 26.51.64-001-90938129-2017 «Комплексы фиксации нарушений ПДД «Астра-Трафик». Технические условия».

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Служба Мониторинга Юг»
(ООО «СМ ЮГ»)
ИНН 2635805650

Адрес: 121087, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Филевский парк,
пр-д. Береговой, д. 5А, к. 1, оф./ком./эт. 96/7/10

Общество с ограниченной ответственностью «Астра Лаб» (ООО «Астра Лаб»)
ИНН 9731021122

Адрес юридического лица: 121087, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ
Филевский парк, пр-д Береговой, д. 5А, к. 1, помещ. 1Н/10

Адрес места осуществления деятельности: 105066, г. Москва, ул. Доброслободская, д. 3

Испытательный центр

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

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск,
рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Место нахождения: Московская обл., г. о. Солнечногорск, рп Менделеево

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 80048-20

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

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

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ со специализированным программным обеспечением (СПО), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности

с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет опрос УСПД, расположенного на объекте. На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача полученной информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ, ПАО «РусГидро» и прочим заинтересованным организациям. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированные средства контроля работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на гидроэлектростанции.

АИИС КУЭ осуществляет обмен полученной информацией с АИИС КУЭ утвержденных типов организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), получаемой в виде XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно на ИВК по электронной почте с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ утвержденных типов смежных субъектов с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Сервер сбора ИВК не реже раза в час сличает и синхронизирует свои часы от УССВ. УСПД не реже раза в сутки сличает свои часы с часами сервера сбора ИВК и синхронизирует при расхождении 1 с и более. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит от УСПД при расхождении 1 с и более. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1. Заводской номер АИИС КУЭ и сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, указаны в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит специализированное ПО сервера сбора и сервера БД АИИС КУЭ ПО «Пирамида 2000». Программное обеспечение счетчиков, УСПД, сервера сбора и сервера БД после настройки обеспечивает защиту от несанкционированного конфигурирования. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче на всех этапах является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного модуля ПО	metrology.dll – общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	calcClients.dll – модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	calcLeakage.dll – модуль расчета небаланса энергии/мощности
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	calcLosses.dll – модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	parseBin.dll - модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	parseIEC.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	parseModbus.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	parsePiramida.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых ПО Пирамида
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	synchroNSI.dll – модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Наименование программного модуля ПО	verifyTime.dll – модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ
1	Новосибирская ГЭС, Г1 13,8 кВ	GSR КТ 0,2 КТТ 4000/5 Рег. № 25477-08	UGE КТ 0,2 КТН 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С10 рег. № 21741-03 УСВ-3 рег. № 51644-12
2	Новосибирская ГЭС, Г2 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 КТТ 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 КТН 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	Новосибирская ГЭС, Г3 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 КТТ 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-15 КТ 0,2 КТН 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	Новосибирская ГЭС, Г4 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 КТТ 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 КТН 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
5	Новосибирская ГЭС, Г5 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 КТТ 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-15 КТ 0,2 КТН 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	Новосибирская ГЭС, Г6 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 КТТ 4000/5 Рег. № 39966-10	ТЈС КТ 0,2 КТН 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	Новосибирская ГЭС, Г7 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 КТТ 4000/5 Рег. № 39966-10	ТЈС КТ 0,2 КТН 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Инская I цепь (К-13)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Инская II цепь (К-14)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
10	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I цепь с отпайкой на ПС Залив	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ
11	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская II цепь с отпайкой на ПС Залив	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская III цепь с отпайками (К-17)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
13	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская IV цепь с отпайками (К-18)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
14	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Ордынская I цепь с отпайками (З-27)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
15	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Ордынская II цепь с отпайками (З-28)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С10 рег. № 21741-03 УСВ-3 рег. № 51644-12
16	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная II цепь с отпайками (Ю-2)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
17	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I цепь с отпайками (Ю-1)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
18	Новосибирская ГЭС, ОРУ - 110 кВ, ШСВ1	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
19	Новосибирская ГЭС, ОРУ - 110 кВ, ШСВ2	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ
20	Новосибирская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ШЗ 220, КВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Научная	TG КТ 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 30489-09	TCVT КТ 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 57418-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
21	Новосибирская ГЭС, ОРУ-220 кВ, Ш4 220, ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская (256)	TG КТ 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 30489-09	TCVT КТ 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 57418-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
22	Новосибирская ГЭС, КРУ-6 кВ, С2Ш 6, яч. 34, КВЛ 6 кВ Новосибирская ГЭС - Шлюз	ТЛО-10 КТ 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП КТ 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.02.2-13 КТ 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице, при условии, что предприятие-Владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа (СИКОН серии С).
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК.
5. 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm \delta_{\text{осн}}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm \delta_{\text{сумм}}$, %
1 – 7 (ТТ 0,2; ТН 0,2; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 2,4
8 – 21 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 2,4
22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5S/0,5)	активная реактивная	1,2 2,4	3,0 4,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ Δ_t , с		$\pm 5,0$	

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm \delta_{\text{осн}}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm \delta_{\text{сумм}}$, %
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности. 2. В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$ ($\sin \varphi = 0,6$), $I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от 0 до плюс 40 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25 0,05
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °С - счетчиков, °С - УСПД, °С - УССВ, °С - сервера, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +55 от -10 до +50 от -25 до +60 от +15 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М - для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 - для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.02.2-13 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД СИКОН С10 - 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	220000 140000 90000 2 70000 2 45000 1 100000 1

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации	
счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	100
- при отключении питания, лет, не менее	30
УСПД:	
- суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – резервный интерфейс RS-485/232); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания. Информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте, по резервным каналам связи;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	TG	6
	VIS WI	36
	GSR	3
	ТВ-ЭК	18
	ТЛО-10	3
Трансформаторы напряжения	TCVT	6
	CPB 72-800	9
	TJC	6
	UGE	3
	ЗНОЛ-ЭК-15	6
	ЗНОЛ-ЭК-10	6
	ЗНОЛП	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	7
	СЭТ-4ТМ.03М	14
	СЭТ-4ТМ.02.2-13	1

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С10	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Сервер сбора, сервер БД	-	2
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	121657.422222.002.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС», аттестованном ООО «Комплексные энергетические решения», аттестат об аккредитации № RA.RU.312835 от 29.11.2019.

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.

Изготовитель

Филиал публичного акционерного общества «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» (Филиал ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»)

ИНН: 2460066195

Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, стр. 1

Адрес места осуществления деятельности: 630056, г. Новосибирск, ул. Новоморская, д. 4

Телефон: +7 (383) 345 06 30

E-mail: novges@rushydro.ru

Web-сайт: <https://rushydro.ru>

Испытательный центр

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

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «КЭР»)

Адрес: 129164, г. Москва, Зубарев пер., д. 15, к. 1, помещ. I, ком. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312835.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 68622-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы электронные Штрих ВМ 100

Назначение средства измерений

Весы электронные Штрих ВМ 100 (далее – весы) предназначены для статического измерения массы товаров.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительного тензорезисторного датчика (далее – датчик), возникающей под действием силы тяжести груза, в аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе взвешиваемого груза. Сигнал преобразуется устройством обработки аналоговых данных, находящимся в весоизмерительном устройстве весов, в цифровой код и выводится как результат взвешивания на дисплей терминала и/или на внешнее электронное устройство (компьютер, принтер).

Конструктивно весы состоят из весоизмерительного устройства, включающего в себя корпус, датчик и терминал, и грузоприемного устройства (далее – ГПУ). Весы оснащены лазерным устройством считывания штрих-кода товара (далее – лазерное устройство) и отличаются моделями лазерных устройств (в обозначении весов – индексы А, А1, А2, А3, В, С, С1, Д или Е).

Весы изготавливаются однодиапазонными и двухинтервальными в четырех модификациях: 6-1.2, 6-2; 15-2.5 и 15-5, отличающихся значениями максимальной нагрузки (Max) и значениями поверочного интервала (e).

Для связи с персональным компьютером весы поставляются с интерфейсом:

- RS-232 (индекс Р);
- USB (индекс Ю);
- с двумя интерфейсами: USB и RS-232 (индекс ЮР);
- без интерфейса (индекс отсутствует).

Общий вид весов различных конструктивных исполнений показан на рисунках 1 и 2, схема пломбирования от несанкционированного доступа и обозначение мест нанесения знака поверки – на рисунках 3, 4 и 5.

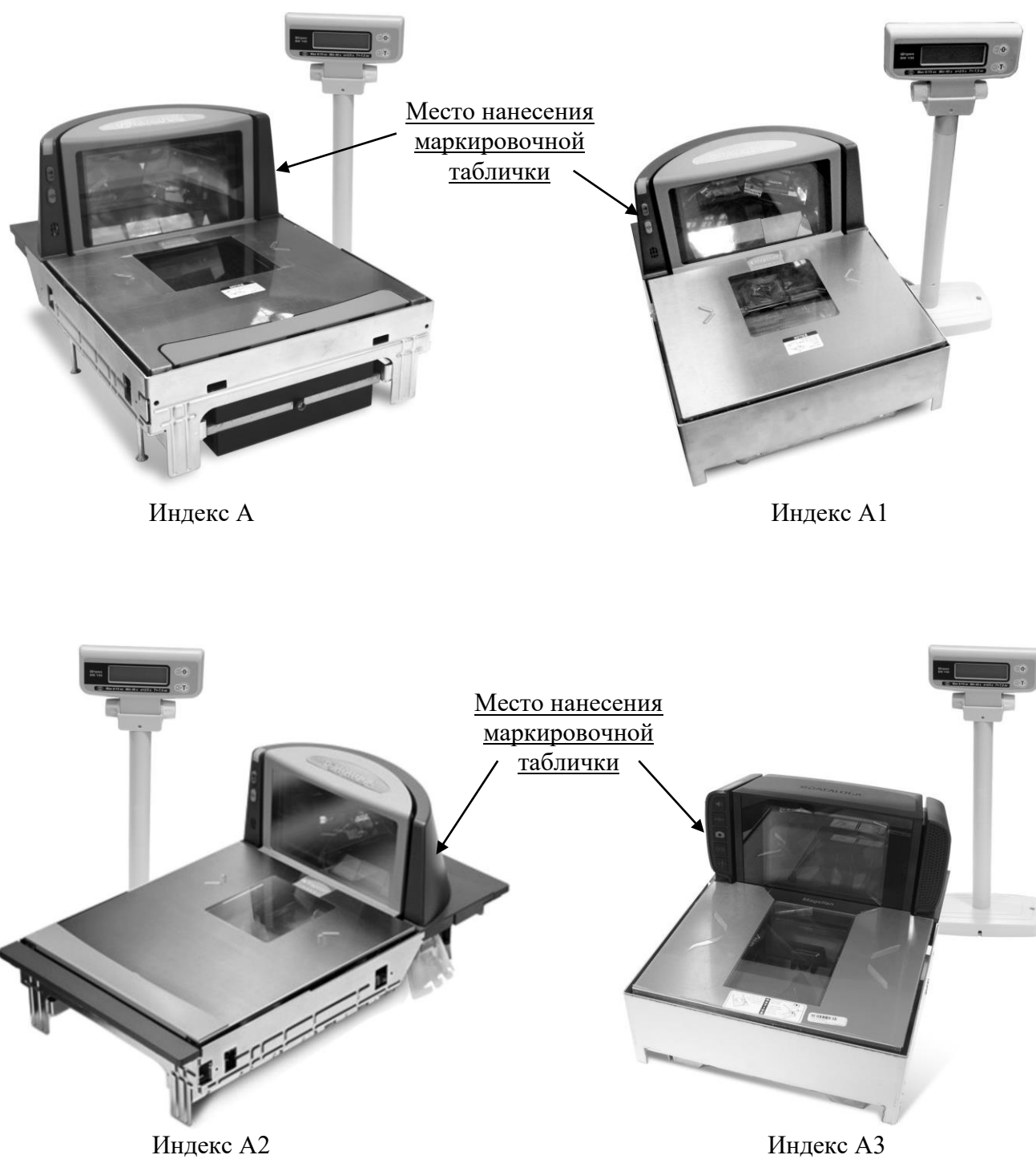


Рисунок 1 – Общий вид весов с индексами А, А1, А2 и А3

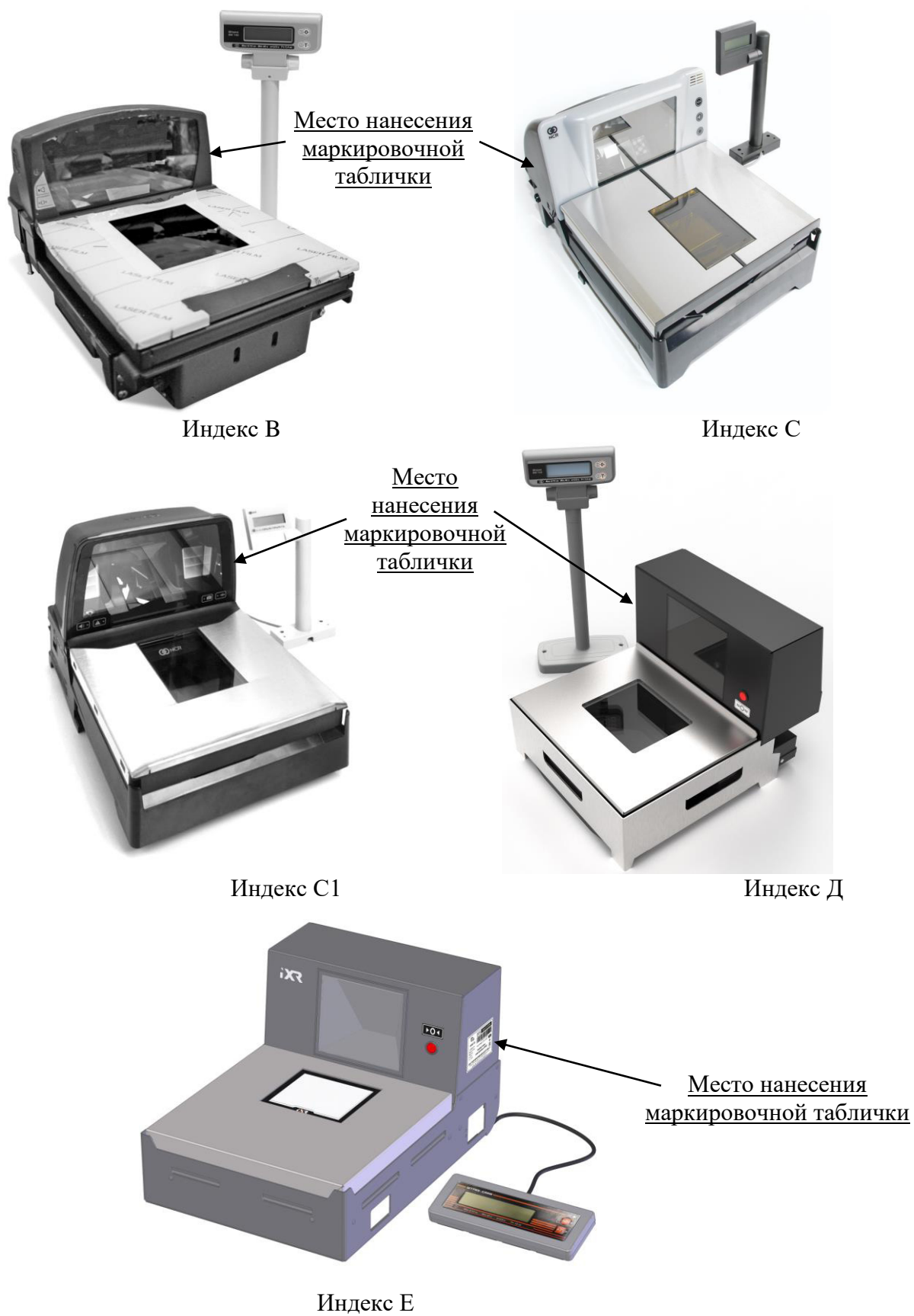


Рисунок 2 – Общий вид весов с индексами В, С, С1, Д и Е

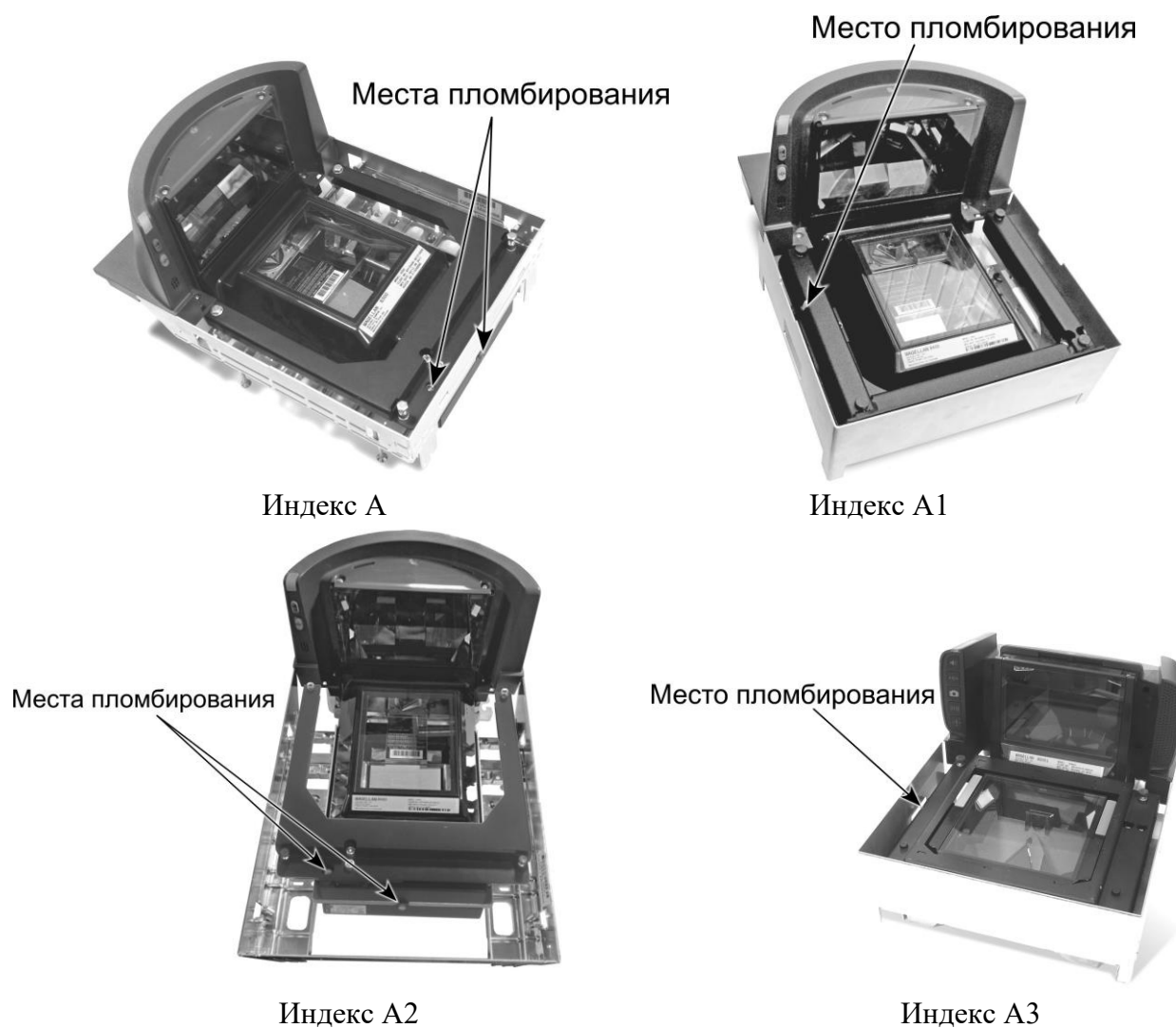


Рисунок 3 – Схема пломбирования весов с индексами А, А1, А2 и А3 от несанкционированного доступа и обозначение мест нанесения знака поверки

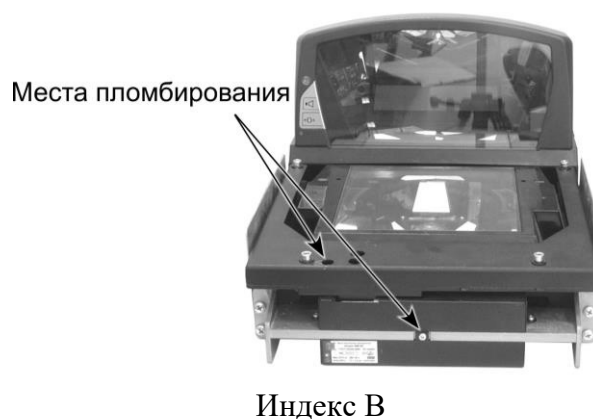


Рисунок 4 – Схема пломбирования весов с индексом В от несанкционированного доступа и обозначение мест нанесения знака поверки

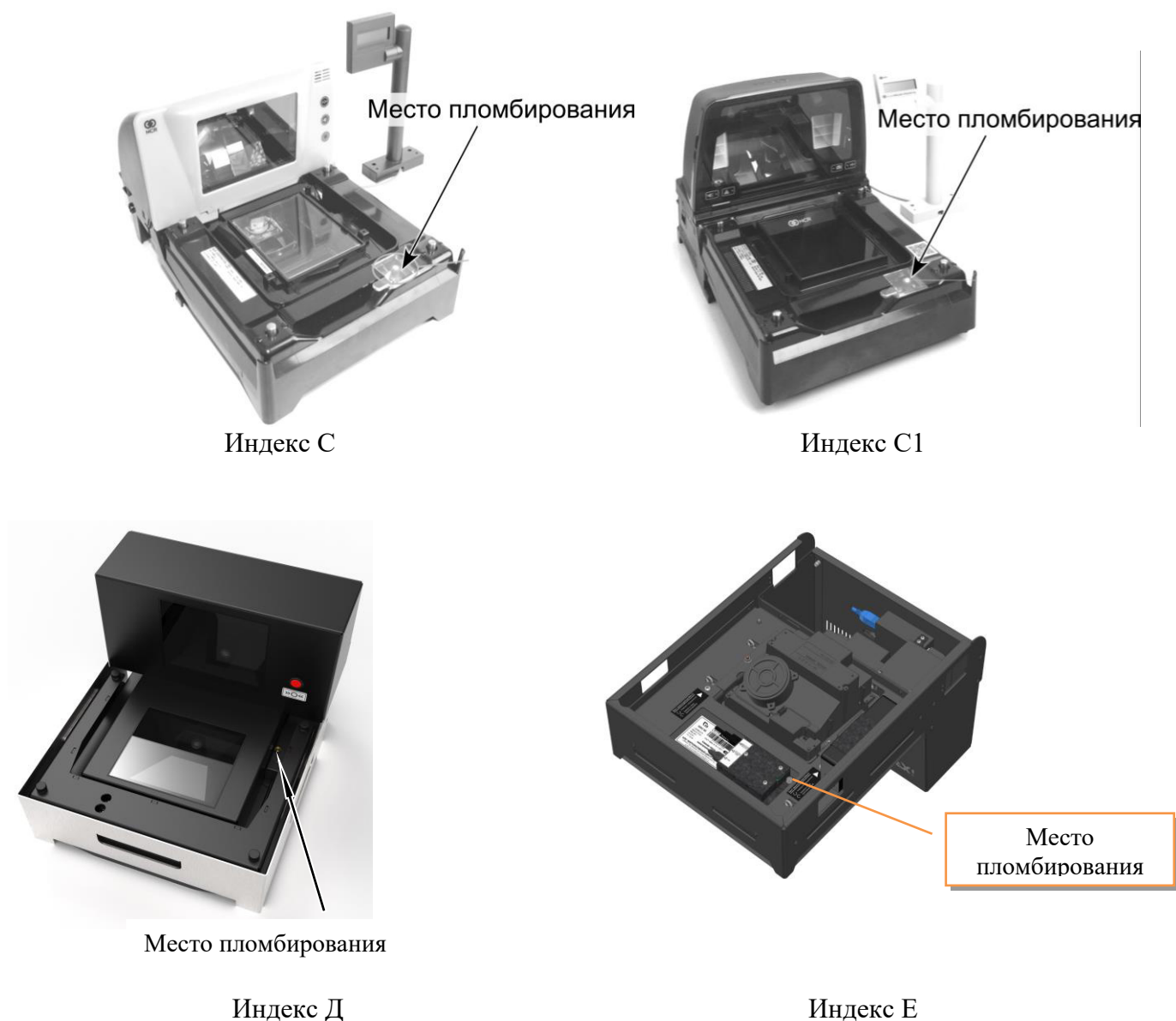


Рисунок 5 – Схема пломбирования весов с индексами С, С1, Д и Е от несанкционированного доступа и обозначение мест нанесения знака поверки

Обозначение весов для заказа имеет вид:

Весы электронные Штрих ВМ 100[X] [1] – [2] [3],
где Штрих ВМ 100 – обозначение типа весов;

[X] – индекс модели устройства считывания штрих-кода: А, А1, А2, А3, В, С, С1, Д или Е;

[1] – значение Max весов, кг: 6 или 15;

[2] – значение (е) весов, г:

– 2 или 5 – для однодиапазонных весов;

– 1.2 или 2.5 – для двухинтервальных весов;

[3] – индекс наличия интерфейса: Р, Ю, ЮР или отсутствие индекса.

Пример обозначения весов при заказе:

Весы электронные Штрих ВМ 100А1 15 – 2.5 ЮР.

(весы электронные Штрих ВМ 100, модель лазерного устройства А1, значение максимальной нагрузки (Max): 15 кг, значение поверочного интервала (е): 2.5 г, с двумя интерфейсами: USB и RS-232).

В весах предусмотрены следующие устройства и функции (ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- полуавтоматическое устройство установки на нуль, (п. Т.2.7.2.2);
- устройство первоначальной установки на нуль (п. Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (п. Т.2.7.3);
- устройство тарирования (выборки массы тары) (п. Т.2.7.4.2);

На корпусе весов и корпусе лазерного устройства прикрепляются таблички, разрушающиеся при удалении, содержащие следующую информацию:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение весов;
- номер весов по системе нумерации предприятия-изготовителя (формат - цифровой, способ нанесения – типографский);
- класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- значение максимальной нагрузки (Max ...);
- значение минимальной нагрузки (Min ...);
- значение поверочного деления ($e = \dots$) и действительной цены деления (d);
- значение максимальной выборки массы тары ($T = - \dots$);
- знак утверждения типа средства измерений;
- особый диапазон рабочих температур;
- параметры электрического питания;
- год изготовления.

Программное обеспечение

Метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) является встроенным и находится в энергонезависимой памяти микроконтроллера весов, доступ к которому защищен пломбой, как показано на рисунках 3, 4 и 5, и загружается только на заводе-изготовителе с использованием специального оборудования и после пломбирования не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс.

Метрологически значимые параметры ПО могут изменяться в режиме градуировки, доступ к которому возможен только на заводе-изготовителе и в сервисном центре и защищен пломбой, как показано на рисунках 3, 4 и 5.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее терминала при включении весов в сеть.

Нормирование метрологических характеристик производится с учетом применения ПО.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	V2.x
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.x
Цифровой идентификатор ПО	*
где x – принимает значения от 0 до 9. * – данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования	

Конструкция весов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается защитными пломбами, с нанесенными на них знаками поверки, в местах, показанных на рисунках 3, 4 и 5.

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

Метрологические и технические характеристики

Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011средний (III).

Число поверочных интервалов $n = \text{Max}/e$ 3000.

Значения Min, Max, e, действительной цены деления (d), пределов допускаемой погрешности при первичной поверке (mpe), в соответствующих интервалах нагрузки (m), и диапазона выборки массы тары весов (T⁻), приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Обозначение модификаций весов	Min, кг	Max, кг	e = d, г	m, кг	mpe, г	T ⁻ , кг
6 – 1.2	0,02	3	1	от 0,02 до 0,5 включ.	± 0,5	от 0 до 3
				св. 0,5 до 2 включ.	± 1	
				св. 2 до 3 включ.	± 1,5	
		6	2	св. 3 до 4 включ.	± 2	
				св. 4 до 6 включ.	± 3	
6 – 2	0,04	6	2	от 0,04 до 1 включ.	± 1	от 0 до 3
				св. 1 до 4 включ.	± 2	
				св. 4 до 6 включ.	± 3	
15 – 2.5	0,04	6	2	от 0,04 до 1 включ.	± 1	от 0 до 7,5
				св. 1 до 4 включ.	± 2	
				св. 4 до 6 включ.	± 3	
		15	5	св. 6 до 10 включ.	± 5	
				св. 10 до 15 включ.	± 7,5	
15 – 5	0,1	15	5	от 0,1 до 2,5 включ.	± 2,5	
				св. 2,5 до 10 включ.	± 5	
				св. 10 до 15 включ.	± 7,5	

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемой погрешности при первичной поверке (mpe).

Пределы допускаемой погрешности весов после выборки массы тары соответствуют пределам допускаемой погрешности для массы нетто.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	±0,25e
Показания индикации массы, кг, не более	Max +9e
Диапазон установки на нуль и слежения за нулём, % от Max, не более	4
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max, не более	20

Технические характеристики весов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Особый диапазон рабочих температур, °C	от + 10 до + 40
Электрическое питание весов от сети переменного тока (через адаптер электропитания): - напряжение, В - частота, Гц	от 195,5 до 253 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	10

Значения габаритных размеров, размеров ГПУ, и массы весов в зависимости от конструктивного исполнения, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики

Индекс модели лазерного устройства	Габаритные размеры весов (Д×Ш×В), мм, не более	Размеры ГПУ (Д×Ш), мм, не более	Масса весов, кг, не более
A	460×285×240	270×285	9,2
A1	360×285×240	220×285	9,0
A2	510×285×240	320×285	10,0
A3	360×285×230	220×285	8,3
B	400×290×235	285×290	9,0
C	400×290×230	285×290	8,7
C1	410×285×275	275×285	8,8
Д	352×292×250	230×292	12,0
Е	399×289×230	271×279	10,145

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист Руководства по эксплуатации, и фотохимическим способом на табличку, закрепленную на корпусе весов.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы электронные	Штрих ВМ 100	1
Адаптер сетевого питания		1
Руководство по эксплуатации	SM11062.00.100 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Весы электронные Штрих ВМ 100. Руководство по эксплуатации» (раздел 9).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R 76-1-2011. «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания»;

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

ТУ 28.29.31-011-56828934-2017 Весы электронные Штрих ВМ 100. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Штрих-М» (АО «Штрих-М»)

ИНН 5024046846

Адрес: 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 19, стр. 4

Юридический адрес: 143401, Московская обл., г. Красногорск, ул. Речная, д. 8

Телефон (факс): +7(495) 787-60-90, Факс (495) 787-6099

E-mail: info@shtrih-m.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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 51623-12

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТОЛ - СЭЩ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТОЛ - СЭЩ (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии в электрических цепях переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока заключается в преобразовании переменного тока промышленной частоты в переменный ток для измерения с помощью стандартных измерительных приборов, а также обеспечения электрической изоляции измерительных устройств от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы выполнены в виде опорной конструкции. Корпус трансформаторов тока литой и выполнен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Трансформаторы имеют до пяти вторичных обмоток. Выводы первичной обмотки расположены на верхней поверхности трансформатора. Выводы вторичных обмоток располагаются в нижней части трансформатора и имеют несколько вариантов исполнения, в зависимости от количества вторичных обмоток и конструктивного исполнения трансформаторов.

Трансформаторы комплектуются крышкой для закрытия и пломбирования выводов вторичных обмоток от несанкционированного доступа.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом трафаретной печати на табличку трансформаторов.

Знак поверки на средство измерений наносится в виде оттиска поверительного клейма.

Общий вид трансформаторов, таблички, места нанесения заводского номера, места нанесения знака утверждения типа, места пломбировки и места нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

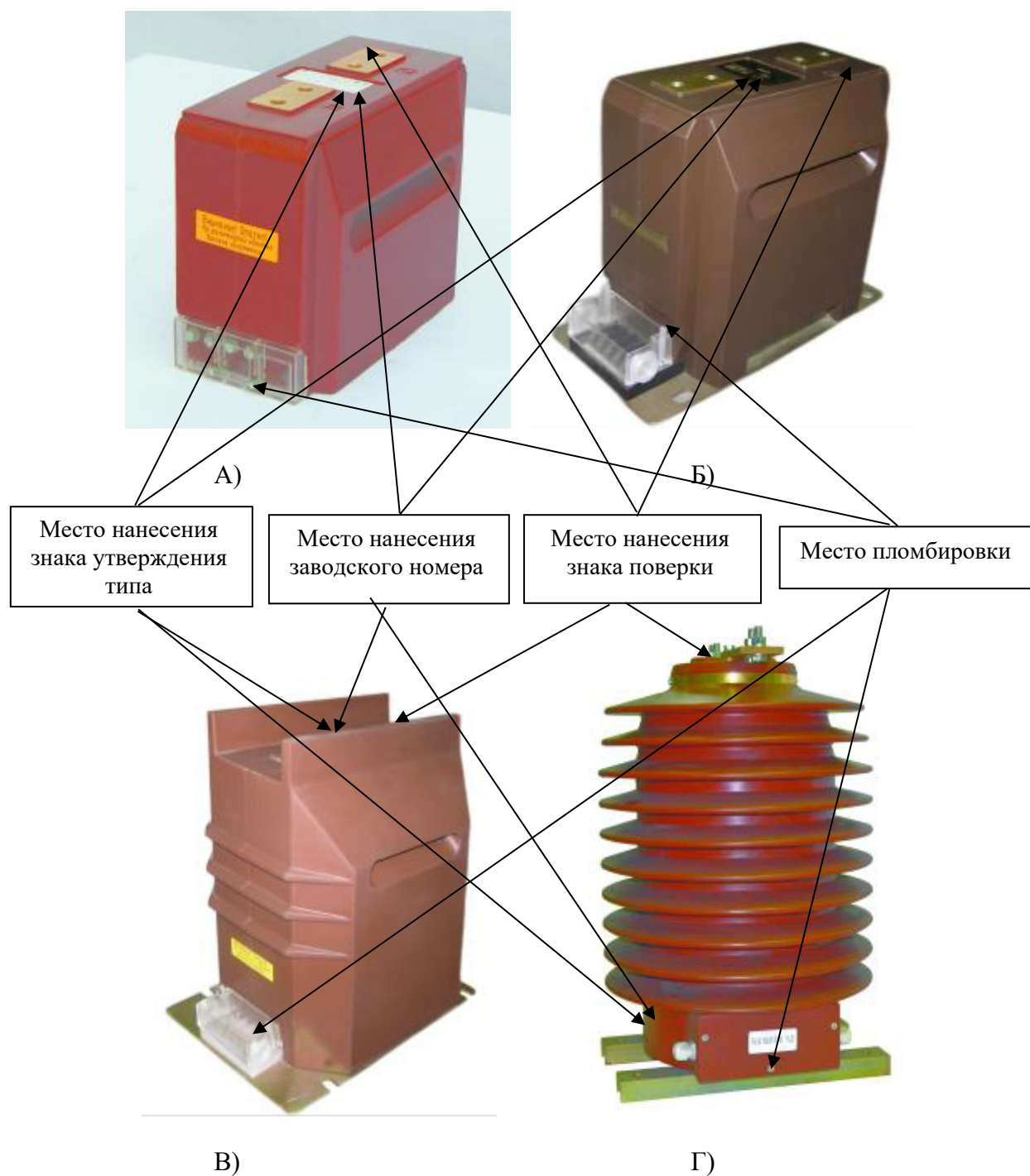


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока ТОЛ – СЭЩ:
А) ТОЛ-СЭЩ-10; Б) ТОЛ-СЭЩ-20; В) ТОЛ-СЭЩ-27 и ТОЛ-СЭЩ-35; Г) ТОЛ-СЭЩ-35

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение трансформатора, кВ	10; 20; 27; 35
Номинальное значение силы первичного тока, А	5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000
Номинальное значение силы вторичного тока, А	1; 5
Номинальная нагрузка вторичных обмоток для измерений, В·А при $\cos\varphi_2 = 1$ при $\cos\varphi_2 = 0,8$ (нагрузка индуктивно – активная)	от 1 до 2,5 от 3 до 60
Номинальная нагрузка вторичных обмоток для защиты, В·А при $\cos\varphi_2 = 0,8$ (нагрузка индуктивно – активная)	от 3 до 60
Класс точности вторичной обмотки для измерений и учета по ГОСТ 7746 -2015	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 3; 5; 10
Класс точности вторичной обмотки для защиты - по ГОСТ 7746 - 2015 - по ГОСТ Р МЭК 61869 – 2 – 2015 – для ТОЛ-СЭЩ-10	5P; 10P 5PR; 10PR
Номинальная частота, Гц	50; 60
Номинальный коэффициент безопасности вторичных обмоток для измерений и учета	от 2 до 35
Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты	от 2 до 35

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1; Т1; У2; УХЛ2; Т2
Габаритные размеры, мм, не более – длина – ширина – высота	800 412 915
Масса трансформатора, кг, не более	130

Знак утверждения типа

наносится методом трафаретной печати на табличку технических данных трансформатора и типографским способом на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	1
Руководство по эксплуатации	ОРТ.142.131 РЭ	1*
Паспорт	ОРТ.486.092 ПС	1
Методика поверки	—	1*
* размещено в свободном доступе на сайте https://www.electroshield.ru АО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара» и предоставляется по запросу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Назначение» руководства по эксплуатации ОРТ.142.131 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования средству измерений

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока»;

ТУ 3414-178-15356352-2012 «Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара»
(АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»)

ИНН 6313009980

Адрес: 443048, г. Самара, п. Красная Глинка, к. заводоуправления ОАО «Электрощит»

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30010-10.

в части вносимых изменений

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

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 53503-13

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вычислители УВП-280

Назначение средства измерений

Вычислители УВП-280 (далее – вычислители) предназначены для измерений выходных электрических сигналов от преобразователей расхода, температуры, давления, разности давлений, уровня, влагосодержания, плотности, вязкости, калорийности, счетчиков электрической энергии, их преобразований в значения физических величин и вычислений расхода и количества воды, пара, товарной и сырой нефти, нефтепродуктов, газов, количества тепловой и электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип работы вычислителей состоит в измерении сигналов, поступающих от первичных преобразователей расхода, температуры, давления, разности давлений, уровня, их преобразовании в значения физических величин и вычислении расхода, количества среды и количества тепловой энергии.

Вычислитель состоит из блока вычислений (далее – БВ) и периферийного интерфейсного контроллера (далее – ПИК).

ПИК обеспечивает преобразование выходных электрических сигналов от подключаемых к нему первичных преобразователей в цифровой код, который далее поступает в БВ. БВ обеспечивает обработку результатов измерений, хранение полученной информации, работу с внешними устройствами и индикацию результатов измерений и вычислений на показывающем устройстве.

Вычислители имеют две модификации УВП-280А.01 и УВП-280Б.01. Модификации вычислителей отличаются конструктивным исполнением и количеством входов для подключения первичных преобразователей.

В модификации вычислителя УВП-280А.01 БВ и ПИК находятся в одном корпусе. В модификации вычислителя УВП-280Б.01 БВ и ПИК выполнены в отдельных корпусах, при этом блок ПИК выпускается в корпусе под названием ПИК3.01. Вычислители УВП-280Б.01 могут состоять только из БВ. Максимальное количество блоков ПИК3.01, подключаемых к одному БВ, равно четырем. Вычислители УВП-280А.01 и блоки БВ и ПИК3.01 вычислителей УВП-280Б.01 изготавливаются в пластмассовых корпусах для настенного монтажа или монтажа на DIN-рейку. Кроме этого, БВ может изготавливаться в конструктивном варианте для щитового монтажа.

К вычислителям УВП-280А.01 и УВП-280Б.01 может также подключаться контроллер КР-HART.M2 и адаптер АТП-01.

В качестве первичных преобразователей могут применяться преобразователи со следующими выходными сигналами:

- термопреобразователи сопротивления с НСХ 50М, 100М, 50П, 100П, 500П, 1000П, Pt1000, Pt500, Pt100, Pt50, 50Н, 100Н по ГОСТ 6651-2009;

- преобразователи расхода (количества) с частотным или число-импульсным выходным сигналом, преобразователи плотности с частотным сигналом (в том числе с синусоидальным сигналом амплитудой от 0.02 до 5 В при использовании адаптера АТП-01), счетчики электрической энергии с импульсным выходом с частотой следования импульсов до 10 кГц;

- преобразователи расхода, температуры, абсолютного/избыточного давления и разности давлений, влагосодержания, плотности, вязкости, калорийности, точки росы природного газа, уровня с выходным токовым сигналом 0-5, 0-20, 4-20, 20-4 мА;

- преобразователи расхода, разности давлений, давления, температуры, влагосодержания, плотности, вязкости, калорийности, точки росы природного газа, уровня с протоколом HART (при использовании контроллера KP-HART.M2 или KP-HART-MUX8.M3);

- преобразователи расхода, разности давлений, давления, температуры, влагосодержания, плотности, вязкости, калорийности, точки росы природного газа, уровня с цифровыми интерфейсами Ethernet, RS-232, RS-485 и протоколами Modbus RTU или Modbus/TCP.

Вычислитель поддерживает работу с газовыми хроматографами по цифровым интерфейсам Ethernet, RS-232, RS-485 (протоколы Modbus RTU или Modbus/TCP в режиме ведущего устройства).

По результатам измерений выходных электрических сигналов от первичных преобразователей вычислители проводят вычисления:

- расхода и количества измеряемой среды при применении стандартных сужающих устройств по ГОСТ 8.586.2-2005, ГОСТ 8.586.3-2005 (диафрагмы с угловым, фланцевым, трехрадиусным способами отбора давления, сопла ИСА 1932, сопла Вентури) и МИ 3152-08 (диафрагмы с угловым способом отбора давления, сопла ИСА 1932);

- расхода и количества измеряемой среды при применении стандартных сужающих устройств (трубы Вентури) по ГОСТ 8.586.4-2005;

- расхода и количества измеряемой среды при применении диафрагм серий «Rosemount 405» и «Rosemount 1595» по МИ 3416-2013;

- расхода и количества измеряемой среды при применении осредняющих напорных трубок ANNUBAR и ITABAR;

- расхода и количества измеряемой среды при применении специальных сужающих устройств по РД 50-411-83;

- расхода и количества измеряемой среды при применении преобразователей расхода с частотным и токовым выходными сигналами, преобразователей объема (массы) с числоимпульсным выходным сигналом, преобразователей с цифровым выходом;

- массы нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.587-2019, МИ 2693-2001;

- массы газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов по ГОСТ Р 8.785-2012;

- массы сырой нефти в соответствии с методикой измерений ФР.1.29.2016.24564;

- плотности жидкостей при применении преобразователей плотности жидкости измерительных 7835;

- тепловой энергии и тепловой мощности по каждому трубопроводу, а также в открытых и закрытых системах теплоснабжения в соответствии с МИ 2412-97 и МИ 2451-98;

- объема газов при стандартных условиях по ГОСТ 2939-63;

- расхода и количества жидкости в безнапорных каналах при помощи стандартных водосливов и лотков в соответствии с МИ 2406-97;

- расхода и объема сточных жидкостей в безнапорных водоводах по МИ 2220-2013;

- количества электрической энергии при подключении счетчиков электрической энергии с импульсным выходом.

Вычислители УВП-280 обеспечивают вычисление теплофизических свойств для следующих жидкостей и газов при вычислении их расхода и количества:

- природного газа по ГОСТ 30319.2-2015, ГОСТ 30319.3-2015, ГОСТ Р 8.662-2009, ГОСТ Р 70927-2023, ISO 20765-2:2015;
- сухого воздуха по ГСССД МР 242-2015, ГСССД МР 112-2003;
- влажного нефтяного газа по ГСССД МР 113-2003;
- влажных газовых смесей по ГСССД МР 273-2018;
- умеренно-сжатых газовых смесей по ГСССД МР 118-2005;
- товарной нефти и нефтепродуктов по Р 50.2.076-2010, ГОСТ Р 8.1008-2022;
- воды, перегретого и сухого насыщенного пара по ГСССД МР 147-2008;
- чистых газов (азота, ацетилена, кислорода, диоксида углерода, аммиака, аргона и водорода) по ГСССД МР 134-2007;
- аммиака в жидкой фазе (только плотность) по ГСССД МР 134-2007;
- гелиевого концентрата (только плотность и коэффициент сжимаемости) по ГСССД МР 232-2014;
- природного газа по ГОСТ Р 8.770-2011;
- попутного нефтяного газа в соответствии с методикой измерений ФР.1.29.2016.25113;
- этилена (только плотность) по ГОСТ Р 8.990-2020 (ГСССД 369-2020);
- этанола (только плотность) по ГОСТ Р 8.991-2020 (ГСССД 371-2020).

Вычислители также проводят вычисления энтальпии воды, перегретого и сухого насыщенного пара по ГСССД МР 147-2008.

Кроме этого, вычислители обеспечивают:

- программирование схемы подсоединения первичных преобразователей к конкретным входам вычислителя, настройку карты параметров трубопроводов, вывод текущих параметров и накопленных архивов на принтер и экран компьютера по запросу оператора через интерфейсы USB и Ethernet при помощи программы локального пульта;
- нормирование компонентного состава газов (молярных долей) по ГОСТ 31371.2-2008 при его получении от хроматографа;
- хранение месячных, часовых, суточных и минутных архивов для измеренных и вычисленных параметров, а также архива нештатных ситуаций с глубиной не менее 1 500 суток;
- передачу архивных и текущих параметров в системы верхнего уровня по открытым и собственным протоколам связи через интерфейсы Ethernet, RS-232 и RS-485;
- объединение в локальную сеть с целью совместного использования измеряемых и рассчитываемых параметров через интерфейсы Ethernet, RS-232 и RS-485;
- подключение к локальным и глобальным сетям через порт Ethernet, либо через внешний GSM/GPRS-модем, подключаемый к порту RS-232;
- перенос архивных параметров на внешний USB-флеш-накопитель (опционально);
- хранение накопленной информации и работу часов реального времени в течение 5-ти лет при отключении сетевого питания;
- работу с программой автоматического формирования базы архивных данных на компьютере через интерфейс Ethernet или GSM/GPRS;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода по контрольному преобразователю расхода при работе в составе систем измерений количества нефти или нефтепродуктов (СИКН), систем измерений количества газа (СИКГ) и систем измерений количества воды (СИКВ);
- обработку сигналов от трубопоршневых установок при определении погрешности преобразователей расхода.

Вычислитель соответствует требованиям ГОСТ Р 8.733-2011, ГОСТ Р 8.740-2023, ГОСТ 8.611-2013, ГОСТ Р 8.995-2023, ГОСТ Р 8.1028-2023 к вычислительным устройствам, входящим в состав измерительных комплексов природного газа.

Фотографии общего вида вычислителей представлены на рисунках 1, 2.



Рисунок 1 – Вычислитель УВП-280А.01



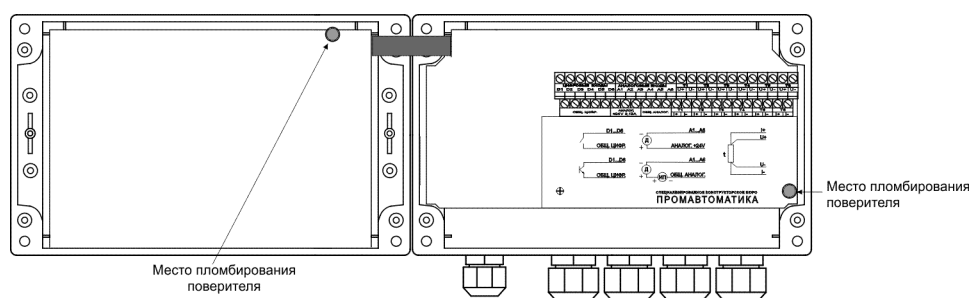
а) Блок вычислений



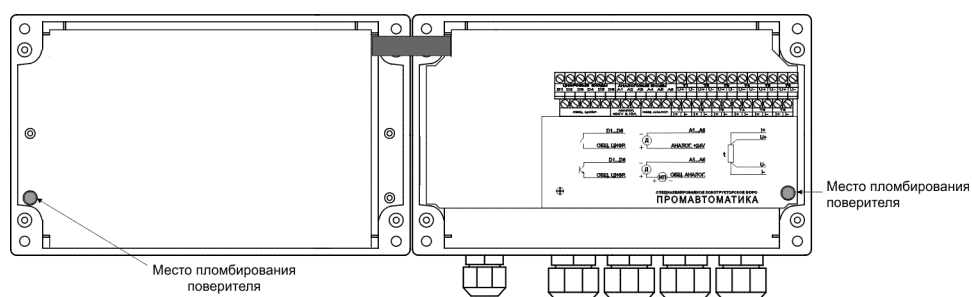
б) Блок ПИК3.01

Рисунок 2 – Вычислитель УВП-280Б.01

Места нанесения клейм (наклеек и пломб) изображены на рисунках 3, 4, 5.



а) Места пломбирования (Вариант 1)



б) Места пломбирования (Вариант 2)

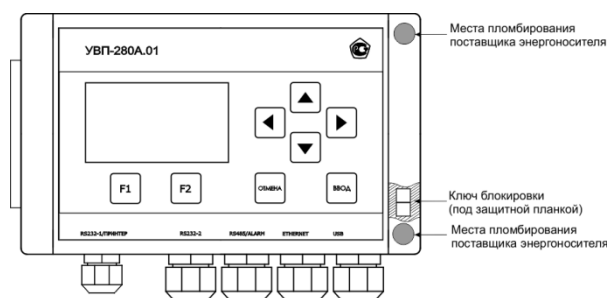
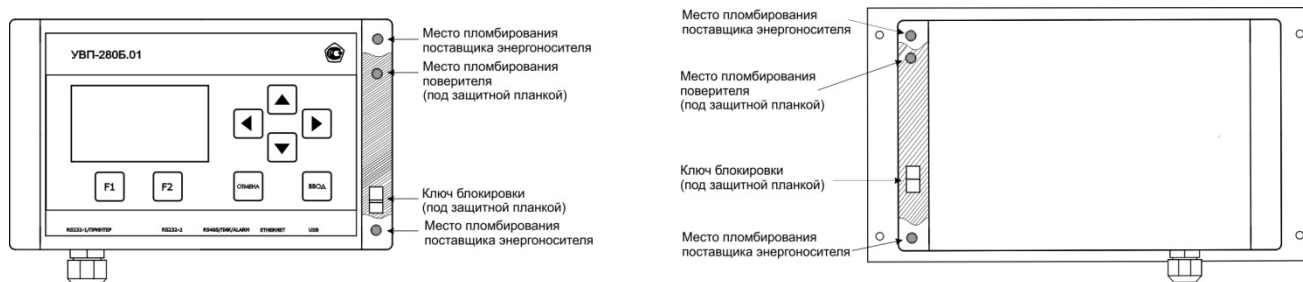


Рисунок 3 – Места пломбирования вычислителей УВП-280А.01



а) исполнение для настенного монтажа или монтажа на DIN-рейку

б) исполнение для щитового монтажа (вид сзади)

Рисунок 4 – Места пломбирования БВ вычислителя УВП-280Б.01

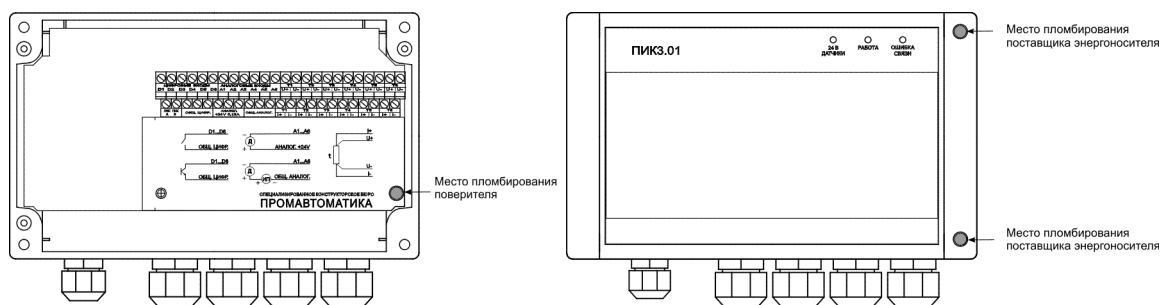


Рисунок 5 – Места пломбирования блока ПИК3.01 вычислителя УВП-280Б.01

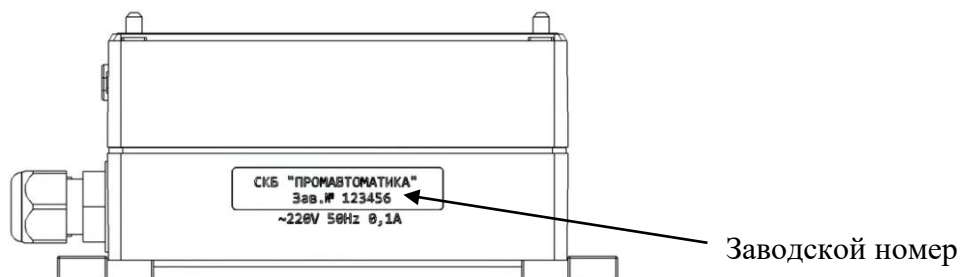


Рисунок 6 – Внешний вид заводского номера на корпусе вычислителя

Заводской номер вычислителя в цифровом формате наносится на его корпус путем лазерного гравирования. Внешний вид заводского номера на корпусе вычислителя представлен на рисунке 6. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В вычислителях применяется встроенное программное обеспечение (ПО). ПО имеет разделение на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть ПО.

Программное обеспечение вычислителей предназначено для обработки измерительной информации от первичных преобразователей расхода, температуры, давления, разности давлений, влагосодержания, плотности, вязкости, калорийности, вычислений расхода и количества измеряемых сред, тепловой и электрической энергии, индикации результатов измерений на показывающем устройстве, сохранения результатов измерений и изменений настроек вычислителя в архивах, формирования выходных сигналов, настройки и проведения диагностики вычислителей.

Вычислители имеют минутный, часовой, дневной и месячный архивы для хранения базы данных зарегистрированных параметров и событий.

В вычислителях обеспечивается защита от несанкционированного доступа к запрограммированным параметрам измерительного комплекса. Защита реализуется при помощи пломбируемой защитной планки на лицевой панели прибора и многоуровневой системы паролей.

Вычисление цифрового идентификатора программного обеспечения и вывод его значения на показывающее устройство вычислителя производится.

Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителей УВП-280
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.14
Цифровой идентификатор ПО	95B15E67
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	УВП-280А.01	УВП-280Б.01
Количество входов для подключения первичных преобразователей		
- для термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651-2009	6	от 6 до 24
- токовый сигнал 0-5, 0-20, 4-20, 20-4 мА	6	от 6 до 24
- числоимпульсный или частотный сигнал	6	от 6 до 24
Количество датчиков, подключаемых по интерфейсу		
- RS-485	от 1 до 32	от 1 до 32
- RS-232 (при использовании адаптера A232/485)	1 (до 32)	1 (до 32)
Минимальная разность температур, °С	3	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования токовых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра, мА	±0,01	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования сигналов от термопреобразователей сопротивления в цифровое значение температуры, °С	±0,1	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования сигналов от термопреобразователей сопротивления в цифровое значение разности температур, °С	±0,04	
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования частотных сигналов при частоте следования импульсов до 10 кГц в цифровое значение измеряемого параметра, %	±0,05	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении количества импульсов, импульс	±1	
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений, %:		
- массового расхода (массы), объемного расхода (объема) газа (газов), приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 (20 °С и 101325 Па)	±0,02 ¹⁾ ; ±0,01	
- массового расхода (массы) воды, пара, жидкостей	±0,01	
- объемного расхода (объема) воды, пара, жидкостей в трубопроводе	±0,01	
- энтальпии и плотности воды, пара	±0,01	
- массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов	±0,015	
- объемного расхода (объема) нефти и нефтепродуктов в трубопроводе	±0,01	

Окончание таблицы 2.

Наименование характеристики	Значение	
	УВП-280А.01	УВП-280Б.01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени, %	±0,01	
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности преобразования токовых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра от влияния температуры окружающей среды на каждые 10 °С, мА	±0,005	
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности преобразования сигналов от термопреобразователей сопротивления в цифровое значение температуры от влияния температуры окружающей среды на каждые 10 °С, °С	±0,025	
Примечание – ¹⁾ при применении ГСССД МР 113-2003.		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 95 от 84,0 до 106,7
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - верхнее значение относительной влажности воздуха при +35 °С и более низких температурах, без конденсации влаги, %	от -20 до +50 95
Напряжение электрического питания, В: - переменное с частотой 50±1 Гц - постоянное	220 ⁺²² ₋₃₃ 24±10 %
Потребляемая мощность, Вт, не более - УВП-280А.01 - БВ УВП-280Б.01 - ПИК3.01 УВП-280Б.01	14 8 11
Габаритные размеры УВП-280А.01, БВ УВП-280Б.01, ПИК3.01, мм, не более - длина - ширина - глубина	200 120 61
Масса УВП-280А.01, БВ УВП-280Б.01 и ПИК3.01 УВП-280Б.01, кг, не более	1
Срок службы, не менее, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации КГПШ 407374.001-01 РЭ и паспорта КГПШ 407374.001-01ПС типографским способом и на лицевую панель вычислителя УВП-280 в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вычислитель УВП-280	КГПШ 407374.001	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КГПШ 407374.001-01РЭ	по заказу и на сайте www.skbp.ru
Паспорт	КГПШ 407374.001-01ПС	1 экз.
Методика поверки		по заказу
Комплект разъемов (для УВП-280Б.01)	КГПШ 407374.001-01КМ	1 шт.
Кабель для подключения к компьютеру	КГПШ 407374.001-01К	1 шт.
Программное обеспечение	КГПШ 407374.001-01ПО	на сайте www.skbp.ru
Кабель для подключения принтера	КГПШ 407374.001-02К	по заказу
Контроллер расширения КР-HART.M2	КГПШ 407374.017-01	по заказу
Контроллер расширения КР-HART-MUX8.M3	КГПШ 407374.018-03	по заказу
Адаптер АТП-01	КГПШ.407374.022	по заказу
Переходник АДП-УВП280	КГПШ 407374.001-01П	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 2.4 руководства по эксплуатации КГПШ 407374.001-01РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов.
Общие технические условия;
КГПШ407374.001 ТУ. Вычислители УВП-280. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Специализированное конструкторское бюро «ПРОМАВТОМАТИКА» (ООО «СКБ «ПРОМАВТОМАТИКА»)
ИНН 7735079338
Адрес: 124498, г. Москва, г. Зеленоград, Георгиевский пр-кт, д. 5, эт. 5, помещ.1, ком.78
Телефон: (495) 221-91-65
E-mail: root@skbp.ru
Web-сайт: www.skbp.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
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 58046-14

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы крановые встроенные КРАБ

Назначение средства измерений

Весы крановые встроенные КРАБ (далее – весы) предназначены для измерения массы грузов, транспортируемых на грузозахватных механизмах подъемных устройств.

Описание средства измерений

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (ГПУ), весоизмерительного прибора, аккумуляторной батареи и пульта дистанционного управления. ГПУ представляет собой траверсу, встраиваемую в грузозахватное приспособление крана. На траверсе расположены от одного до двух весоизмерительных модулей. Каждый модуль может конструктивно содержать от одного до четырех датчиков.

Принцип действия весов основан на преобразовании деформаций упругих элементов весоизмерительных датчиков (далее – датчики), возникающих под действием силы тяжести взвешиваемого объекта в аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе грузов. Сигналы с датчиков преобразуются в цифровые при помощи весоизмерительного прибора, скомпонованного в защитном обогреваемом шкафу (с поддержкой температуры не ниже 0°C). Результаты взвешивания в единицах массы передаются по радиоканалу на периферийные устройства (выносное табло, ПК). Управление весами осуществляется с помощью дистанционного пульта управления.

В весах применяются следующие модули:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные RTN (регистрационный №21175-13);
- датчики весоизмерительные SB2 (регистрационный №63476-16);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные ZS, CLC, WLS, SDS, EDS исполнения ZS модификации ZSFY, ZSE (регистрационный №75819-19);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные М модификации М70, М100 (регистрационный №53673-13);
- датчики весоизмерительные MB150 (регистрационный №44780-10);
- приборы весоизмерительные WE модификации WE2110; WE2111 (регистрационный №61808-15);
- электронный блок измерения Complete Digital Display производства фирмы «ЕНР Wagetechnik GmbH», Германия (далее – прибор);
- электронный блок вторичного преобразования веса DataVes-18 производства ООО «ИнтерВес» г.Новосибирск (далее – прибор).

Структура условного обозначения весов: КРАБ - Мах - [1],

где: Мах - максимальная нагрузка, т;

[1] - тип датчика (RTN, SB2, М70, М100, MB150, ZS).

Общий вид весов КРАБ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид весов КРАБ

Защита от несанкционированного доступа к ПО, настройкам и данным измерений обеспечивается блокировкой доступа в режим юстировки прибора при помощи защитной пломбы (наклейки) на корпусе прибора, а также дополнительным паролем доступа. Для прибора Complete Digital Display и DataVes-18 переключатель режимов настройки весов доступен только при открытом корпусе прибора, а в исполнении без корпуса – при открытой пластине верхней крышки прибора. ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы и изменения положения переключателя юстировки.

Схемы пломбирования приборов от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2. Знак поверки на прибор не наносится, т.к. условия эксплуатации весов не обеспечивают сохранность знака в течение интервала между поверками.

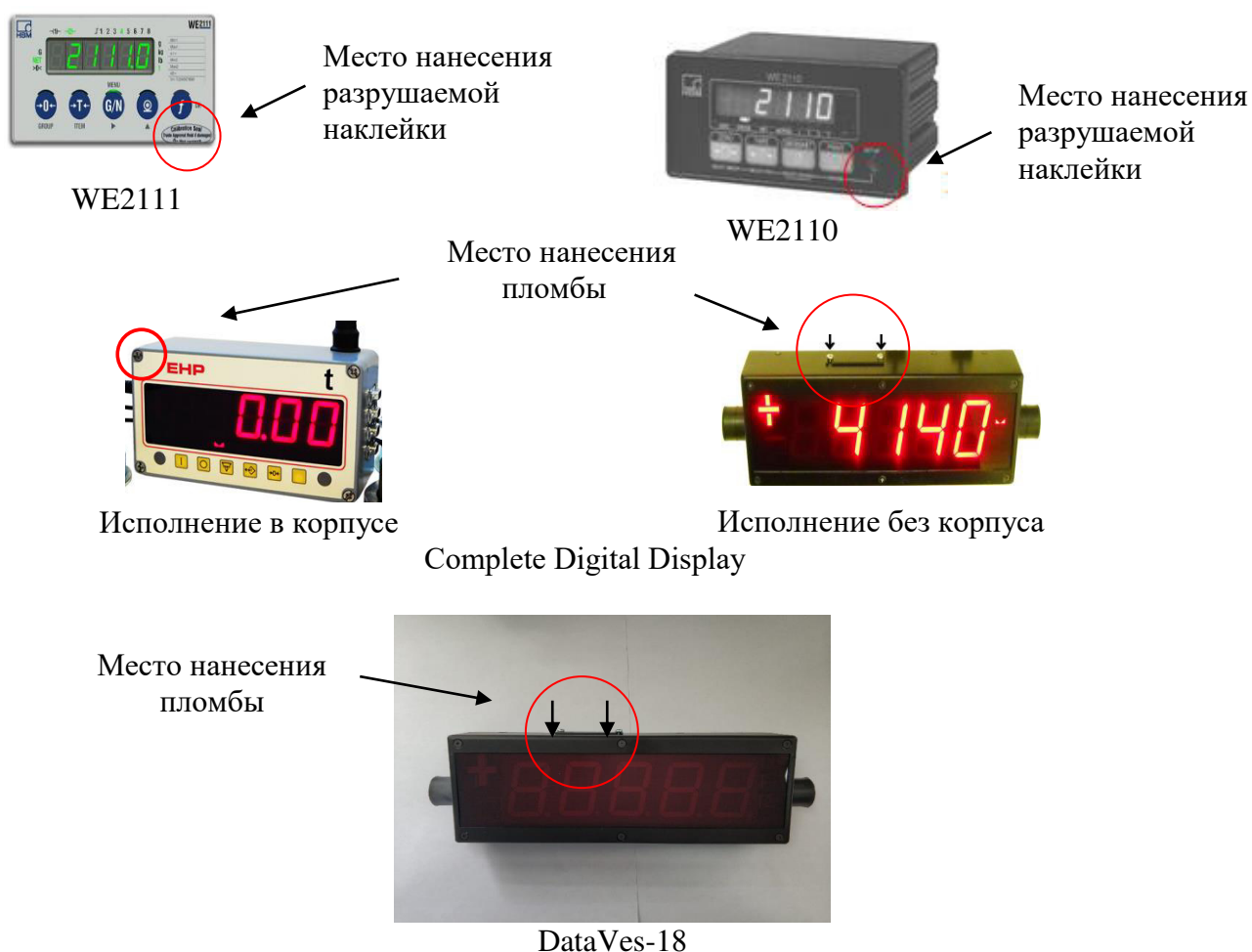


Рисунок 2 – Схемы пломбирования приборов

Общий вид маркировочной таблички приведен на рисунке 3

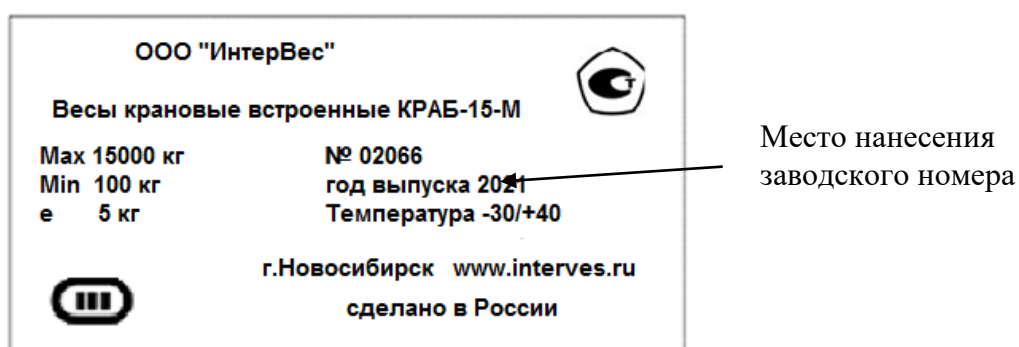


Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички

Надписи, знаки и изображения на табличке выполнены фотохимическим методом, обеспечивающим четкость и сохранность маркировки в течение всего срока службы весов. Заводской номер имеет числовой формат, состоит из пяти цифр. Маркировочная табличка закреплена на металлоконструкции весов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее ПО) приборов является встроенным и метрологически значимым. Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее при включении весов или по запросу через меню ПО прибора.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	WE2110	WE2111	Complete Digital Display	DataVes-18
Идентификационное наименование ПО	WE2110	WE2111	LAN	ELF
Номер версии (идентифика- ционный номер) ПО	P54i	v1.0x*	12.XX*	02.07
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует, исполняемый код недоступен			-
* - обозначения «x» и «XX» не относятся к метрологически значимому ПО				

Метрологические и технические характеристики

Класс точности весов по ГОСТ OIML R-76-1-2011..... III (средний)
Значения максимальной нагрузки весов (Max), минимальной нагрузки (Min), поверочного интервала (e), действительной цены деления (d), число поверочных интервалов (n), интервалы взвешивания и пределы допускаемой абсолютной погрешности (mpe) при первичной поверке приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Max, т	Min, т	e=d, кг	n	Для нагрузки m, т	mpe, кг
1	2	3	4	5	6
5	0,04	2	2500	$0,04 \leq m \leq 1$	$\pm 1,0$
				$1 < m \leq 4$	$\pm 2,0$
				$4 < m \leq 5$	$\pm 3,0$
10	0,1	5	2000	$0,1 \leq m \leq 2,5$	$\pm 2,5$
				$2,5 \leq m \leq 10$	$\pm 5,0$
15	0,1	5	3000	$0,1 \leq m \leq 2,5$	$\pm 2,5$
				$2,5 < m \leq 10$	$\pm 5,0$
				$10 < m \leq 15$	$\pm 7,5$
20	0,2	10	2000	$0,2 \leq m \leq 5$	± 5
				$5 < m \leq 20$	± 10
30	0,2	10	3000	$0,2 \leq m \leq 5$	± 5
				$5 < m \leq 20$	± 10
				$20 < m \leq 30$	± 15
50	0,4	20	2500	$0,4 \leq m \leq 10$	± 10
				$10 < m \leq 40$	± 20
				$40 < m \leq 50$	± 30
80	1	50	1600	$1 \leq m \leq 25$	± 25
				$25 < m \leq 80$	± 50

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6
100	1	50	2000	$1 \leq m \leq 25$	± 25
				$25 < m \leq 100$	± 50
150	1	50	3000	$1 \leq m \leq 25$	± 25
				$25 < m \leq 100$	± 50
				$100 < m \leq 150$	± 75
200	2	100	2000	$2 \leq m \leq 50$	± 50
				$50 < m \leq 200$	± 100

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемых погрешностей при первичной поверке.

Таблица 3 – Технические характеристики весов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур, °C: - для ГПУ весов модификаций: - КРАБ-Мах-M100 - КРАБ-Мах-RTN; - КРАБ-Мах-SB2; КРАБ-Мах-M70; КРАБ-Мах-MB150 - КРАБ-Мах-ZS - для приборов: - WE, Complete Digital Display - DataVes-18	от -10 до +40 от -30 до +50 от -30 до +40 от -40 до +40 от -10 до +40 от -30 до +40
Диапазон устройства выборки массы тары, % от Мах	от 0 до 90
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	$\pm 0,25$ е
Потребляемая мощность, В·А, не более	10
Электрическое питание весов осуществляется от аккумуляторной батареи напряжением постоянного тока, В	от 6 до 24
Вероятность безотказной работы за 2000 ч, не менее	0,92
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса весов

Мах, т	Габаритные размеры весов (Д×Ш×В), мм, не более	Масса весов, кг, не более
5	8000×700×1000	1500
10	8000×700×1000	2500
15	8000×700×1000	2500
20, 30, 50	10000×900×1200	6000
80, 100	12000×1200×2000	15000
150, 200	15000×2000×3000	25000

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом на маркировочную табличку, закрепленную на боковой стенке защитного шкафа, и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность весов

Наименование	Количество
1 Весы крановые встроенные КРАБ в сборе	1 комплект
2 Пульт управления	1 шт.
3 Зарядное устройство (опционально)	1 шт.
4 Эксплуатационная документация: - Руководство по эксплуатации весов ИВПС.404432.250 РЭ с изм. 3; - Паспорт весов ИВПС.404432.250 ПС; - Руководство по эксплуатации на прибор	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Весы крановые встроенные КРАБ. Руководство по эксплуатации. ИВПС.404432.250 РЭ с изменением 3», раздел 9 «Порядок работы».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R-76-1-2011 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания»;

Государственная поверочная схема для средств измерения массы, утвержденная приказом Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622.

Изготовитель

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

ИНН 5408235640

Адрес: 630090, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, д. 4г, оф. 245

Тел./факс: +7 (383) 363-19-54; +7 (383) 363-36-21

E-mail: info@intervес.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

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

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 86186-22

Лист № 1
Всего листов 36

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) - контроллеры многофункциональные «ARIS MT-200» и «ARIS MT-210», каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы ИВКЭ и ИВК.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (далее – ССД) и сервер баз данных (далее – СБД), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение ПК «Энергосфера», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за

период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (ССД), где осуществляется хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

Далее измерительная информация поступает на ИВК, где происходит вычисление значений электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, а также выполняется дальнейшая обработка измерительной информации.

ИВК АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД и счетчики активной и реактивной электроэнергии, считывая с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных СБД.

ИВК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной подписью (ЭП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени ССД со шкалой времени УССВ-2

происходит непрерывно, и синхронизация часов ССД осуществляется при расхождении шкалы времени ССД со шкалой времени УССВ-2 на величину ± 1 с.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ССД осуществляется при каждом сеансе связи и при расхождении шкалы времени УСПД со шкалой времени ССД на величину более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счётчиков, опрашиваемых УСПД, со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи и при расхождении шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

Сравнение шкалы времени счётчиков, опрашиваемых ССД, со шкалой времени ССД осуществляется во время сеанса связи и при расхождении показаний часов счётчика со шкалой времени ССД на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 02/22 указывается в Формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в Формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

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

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
Тольяттинская ТЭЦ						
1	ТГ-1	ТШВ-15 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1836-63	НОМ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
2	ТГ-2	ТШВ-15 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1836-63	НОЛ.08 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-04 НОМ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
3	ТГ-3	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	НОМ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
4	ТГ-4	ТШВ-15 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
5	ТГ-5	ТШ 20 10000/5, КТ 0,2 Рег. № 8771-82	ЗНОЛ.06 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
6	ТГ-6	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
7	ТГ-7	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
8	ТГ-8	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
9	ТГ-9	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
10	ВЛ 110кВ Азот-2	ТВ-110/52 750/5, КТ 0,5 Рег. № 85180-22	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 84424-22 НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
11	ВЛ 110кВ Азот-4	ТВ-110/52 750/5, КТ 0,5 Рег. № 85180-22	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
12	ВЛ 110кВ Азот-6	ТВ-110/52 750/5, КТ 0,5 Рег. № 85180-22	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
13	ВЛ 110кВ ВДН-1	ТВ 500/5, КТ 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 84424-22 НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
14	ВЛ 110кВ Город-32	ТВ-110/52 750/5, КТ 0,5 Рег. № 85180-22	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
15	ВЛ 110кВ Западная-1	ТВ 500/5, КТ 0,5S Рег. № 19720-06		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ВЛ 110кВ Западная-2	ТВ 500/5, КТ 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 84424-22 НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
17	ВЛ 110кВ Каучук-1	ТВ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-05	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
18	ВЛ 110кВ Каучук-2	ТВ 500/5, КТ 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
19	ВЛ 110кВ Стройбаза	ТВ 500/5, КТ 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
20	ВЛ 110кВ Химзавод-1	ТВ-110/52 750/5, КТ 0,5 Рег. № 85180-22		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
21	ВЛ 110кВ Химзавод-2	ТВ 750/5, КТ 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
22	КВЛ 110кВ Ставрополь-1	ТВ 750/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-05	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
23	КВЛ 110кВ Ставрополь-2	ТВ 750/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-05	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 84424-22 НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
24	КВЛ 110кВ Ставрополь-3	ТВ-110/52 750/5, КТ 0,5 Рег. № 85180-22	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
25	КВЛ 110кВ Ставрополь-4	ТВ-110/52 750/5, КТ 0,5 Рег. № 85180-22	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
26	ОВ-12 110кВ	ТВ-3ТМ 750/5, КТ 0,5S Рег. № 78965-20	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
27	ОВ-34 110кВ	ТВ-3ТМ 750/5, КТ 0,5S Рег. № 78965-20	НКФ-110 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
28	КЛ 6кВ А-26	ТЛШ 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
29	КЛ 6кВ А-35	ТЛШ 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
30	КЛ 6кВ А-5	ТЛШ 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
31	КЛ 6кВ А-51	ТЛШ 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
32	РУСН-0,4кВ сек.1ПК ШУ КЛ 0,4кВ Склад готовой продукции ООО "Экоресурс"	ТОП-0,66 50/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	,	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
33	РУСН-0,4кВ сек.1ПК п.3А КЛ 0,4кВ Ввод-1 "МТС"	ТОП-0,66 30/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
34	РУСН-0,4кВ сек.2ПК п.4 КЛ 0,4кВ Ввод-2 "МТС"	ТОП-0,66 30/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
35	РУСН-0,4кВ сек.3ПК п.4 КЛ 0,4кВ Ввод-1 "ВымпелКом"	ТОП-0,66 30/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
36	РУСН-0,4кВ сек.4ПК п.9 КЛ 0,4кВ Ввод-2 "ВымпелКом"	ТОП-0,66 30/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
37	РУСН-0,4кВ сек.4ПК п.8 КЛ 0,4кВ ГСК- 22	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
38	РУСН-0,4кВ сек.6ХВН п.616 КЛ 0,4кВ ГСК "Талисман"	Т-0,66 У3 200/5, КТ 0,5 Рег. № 15764-96 Т-0,66 У3 200/5, КТ 0,5 Рег. № 6891-78	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	,	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
39	РУСН-0,4кВ сек.7ХВН п.712 КЛ 0,4кВ Котельщик ввод-1	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
40	РУСН-0,4кВ сек.7ХВН п.715 КЛ 0,4кВ Котельщик ввод-2	Т-0,66 У3 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15764-96 Т-0,66 У3 300/5, КТ 0,5 Рег. № 6891-78	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
ТЭЦ ВАЗ						
41	ТГ-1	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
42	ТГ-2	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 21255-01	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
43	ТГ-3	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ.06 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
44	ТГ-4	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
45	ТГ-5	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
46	ТГ-6	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
47	ТГ-7	ТШЛ20Б-1 10000/5, КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
48	ТГ-8	ТШЛ20Б-1 10000/5, КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
49	ТГ-9	ТШЛ20Б-1 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 18000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
50	ТГ-10	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 21255-01	ЗНОЛ.06 18000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
51	ТГ-11	ТШ 20 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 8771-82	ЗНОМ-15-63 18000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
52	ВЛ 220кВ ТЭЦ ВАЗа-Азот	ТФНД-220-1 1200/1, КТ 0,5 Рег. № 3694-73	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT210, рег. № 64151-16	
53	ВЛ 220кВ ТЭЦ ВАЗа- Левобережная I цепь	ТФНД-220-1 1200/1, КТ 0,5 Рег. № 3694-73 ТФНД-220 1200/1, КТ 0,5 Рег. № 83761-21	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
54	ВЛ 220кВ ТЭЦ ВАЗа- Левобережная II цепь	ТФНД-220 1200/1, КТ 0,5 Рег. № 83761-21	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
55	ВЛ 220кВ ТЭЦ ВАЗа- Черемшанская	ТФНД-220 1200/1, КТ 0,5 Рег. № 83761-21	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
56	ОШСВ-220кВ	ТФНД-220 1200/1, КТ 0,5 Рег. № 83761-21		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
57	ВЛ 110кВ ВДН-2	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
58	ВЛ 110кВ Город-1	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
59	ВЛ 110кВ Город-2	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
60	ВЛ 110кВ ОСК-2	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
61	ВЛ 110кВ ПГС	ТФЗМ-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83803-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
62	ВЛ 110кВ ПКЗ-1	ТРГ-110 П* 750/1, КТ 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
63	ВЛ 110кВ ПКЗ-2	ТРГ-110 П* 750/1, КТ 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
64	ВЛ 110кВ РНС-1	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
65	ВЛ 110кВ РНС-2	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
66	ВЛ 110кВ Совхозная-1	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
67	ВЛ 110кВ Сускан-1	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
68	ВЛ 110кВ Сускан-2	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
69	ВЛ 110кВ Технопарк-1	ТРГ-110 П* 750/1, КТ 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
70	ВЛ 110кВ Технопарк-2	ТРГ-110 П* 750/1, КТ 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
71	ВЛ 110кВ ВАЗ- Мусорка	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Рег. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
72	КЛ 110кВ ВА3-11	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
73	КЛ 110кВ ВА3-12	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
74	КЛ 110кВ ВА3-13	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
75	КЛ 110кВ ВА3-21	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
76	КЛ 110кВ ВА3-22	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
77	КЛ 110кВ ВА3-23	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
78	КЛ 110кВ ВА3-31	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
79	КЛ 110кВ ВА3-32	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
80	КЛ 110кВ ВА3-33	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
81	КЛ 110кВ ВА3-42	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
82	КЛ 110кВ ВА3-43	ТФНД-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
83	КЛ 110кВ ВА3-62	ТФЗМ-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83859-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
84	КЛ 110кВ ВА3-63	ТФЗМ-110 750/1, КТ 0,5 Пер. № 83859-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
85	ОВ-12 110кВ	ТГФМ-110 II* 750/1, КТ 0,2S Пер. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
86	ОВ-34 110кВ	ТФНД-110 1500/1, КТ 0,5 Пер. № 83860-21	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
87	РУСН-6кВ сек.5РО яч.1 КЛ 6кВ "УКС ВАЗа"	ТВЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
88	РУСН-0,4кВ сек.2НГВ п.20 КЛ 0,4кВ "УКС ВАЗа раб. ввод"	Т-0,66У3 400/5, КТ 0,5 Пер. № 15764-96	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
89	РУСН-0,4кВ сек.13НА п.7 КЛ 0,4кВ "УКС ВАЗа рез. ввод"	Т-0,66У3 400/5, КТ 0,5 Пер. № 15764-96	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
90	РУСН-0,4кВ сек.1НО п.9 КЛ 0,4кВ "ЯР ВК-6, ЯР ВК-9"	Т-0,66У3 75/5, КТ 0,5 Пер. № 9504-84	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
91	РУСН-0,4кВ сек.1ОВК п.112 КЛ 0,4кВ "ЯР ВК-1, ЯР ПК-2"	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,2 Пер. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
92	РУСН-0,4кВ сек.3НБ сб.309Н шк.1 ав.12 КЛ 0,4кВ ПАО "МегаФон"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Пер. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
93	РУСН-0,4кВ сек.6НА сб. 603НО ав.5 КЛ 0,4кВ ПАО "МТС"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Пер. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
94	РУСН-0,4кВ сек.6НА сб. 603НО ав.7 КЛ 0,4кВ ПАО "Вымпелком"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Пер. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
95	РУСН-0,4кВ сек.6ПК п.21 КЛ 0,4кВ ГСК- 71	Т-0,66У3 400/5, КТ 0,5 Пер. № 15764-96	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Самарская ТЭЦ						
96	ТГ-1	ТШЛ 20 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
97	ТГ-2	ТШВ15Б 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
98	ТГ-3	ТШЛ20Б-1 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
99	ТГ-4	ТШВ15Б 8000/5, КТ 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
100	ТГ-5	ТШЛ-10У3 5000/5, КТ 0,5 Рег. № 3972-73	ЗНОЛ.06 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
101	ВЛ 110кВ Кировская-5	ТВ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT210, рег. № 64151-16	
102	ВЛ 110кВ Кировская-6	ТВ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
103	ВЛ 110кВ Б-3А	ТВ 500/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
104	ВЛ 110кВ Б-3Б	ТВ 500/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
105	ВЛ 110кВ СамТЭЦ-БТЭЦ	ТВ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
106	ВЛ 110кВ СамТЭЦ-Кинель	ТВ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
107	КВЛ 110кВ Семейкино-1	ТВ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
108	КВЛ 110кВ Семейкино-2	ТВ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
109	МВ ОШСВ-12 110кВ	ТВ-110/50 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 3190-72		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
110	МВ ОШСВ-34 110кВ	ТВ-110/50 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Пер. № 85182-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ССД, СБД
111	КЛ 10кВ Ф-101	ТЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69 ТЛМ-10 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 2473-05	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
112	КЛ 10кВ Ф-102	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
113	КЛ 10кВ Ф-114	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-16	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
114	КЛ 10кВ Ф-117	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
115	КЛ 10кВ Ф-119	ТВЛМ-10 800/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
116	КЛ 10кВ Ф-123	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
117	КЛ 10кВ Ф-124	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-16	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
118	КЛ 10кВ Ф-127	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
119	КЛ 10кВ Ф-128	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
120	КЛ 10кВ Ф-129	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
121	КЛ 10кВ Ф-131	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
122	КЛ 10кВ Ф-132	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
123	КЛ 10кВ Ф-133	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
124	КЛ 10кВ Ф-134	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
125	КЛ 10кВ Ф-135	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
126	КЛ 10кВ Ф-201	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
127	КЛ 10кВ Ф-205	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
128	КЛ 10кВ Ф-209	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
129	КЛ 10кВ Ф-213	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
130	КЛ 10кВ Ф-214	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-16	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
131	КЛ 10кВ Ф-215	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
132	КЛ 10кВ Ф-216	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-16	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
133	КЛ 10кВ Ф-223	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
134	КЛ 10кВ Ф-224	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
135	КЛ 10кВ Ф-227	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100 , КТ 0,5 Рег. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
136	КЛ 10кВ Ф-229	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
137	КЛ 10кВ Ф-231	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
138	КЛ 10кВ Ф-233	ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
139	КЛ 10кВ Ф-235	ТВЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
140	КЛ 10кВ Ф-239	ТВЛМ-10 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
141	КЛ 6кВ Ф-20	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
142	КЛ 6кВ Ф-3	ТОЛ 10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
143	КЛ 6кВ Ф-5	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-79 ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
144	ОВК-2 сб.1 ав.0 КЛ 0,4кВ ПАО «ВымпелКом»	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	,	
145	Столовая на 300 мест ав. ШУ КЛ 0,4кВ Физическое Лицо Хайруллоев Р.Н.	ТОП-0,66 50/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
146	Эл.щит-0,4кВ СХР сб.1 шк.2 ав.9 КЛ 0,4кВ ООО "СПФ Прометей" сб. известкового хоз-ва	ТОП-0,66 50/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
147	Эл.щит-0,4кВ СХР сб.2 шк.3 ав.9 КЛ 0,4кВ ООО "СПФ Прометей" НПСИ-4	ТОП-0,66 75/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
148	Эл.щит-0,4кВ СХР, сб.1, шк.4, ав.1 КЛ 0,4кВ ООО "СПФ Прометей" НПСИ-3	ТОП-0,66 75/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
149	Эл.щит-0,4кВ СХР, сб.2, шк.2, ав.4 КЛ 0,4кВ ООО "СПФ Прометей" Автоклав	ТОП-0,66 30/5 КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
Новокуйбышевская ТЭЦ-1						
150	ТГ-1	ТШЛ-СЭЩ 4000/5, КТ 0,2S Рег. № 51624-12	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
151	ТГ-4	ТШЛ-СЭЩ 4000/5, КТ 0,2S Рег. № 51624-12	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
152	ТГ-6	ТЛШ 6000/5, КТ 0,2S Рег. № 47957-11	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
153	ГТУ-1	ТШЛ-20-1 6000/5, КТ 0,2S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ 10500/100, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
154	ГТУ-2	ТШЛ-20-1 6000/5, КТ 0,2S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ 10500/100, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
155	ГТУ-3	ТШЛ-20-1 6000/5, КТ 0,2S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ 10500/100, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
156	ВЛ 110кВ НКЗ-6	ТГФМ-110 II* 600/5, КТ 0,2S Рег. № 36672-08	ЗНГ 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
157	ВЛ 110кВ Новокуйбышев- ская-1	ТГФМ-110 II* 600/5, КТ 0,2S Рег. № 36672-08	ЗНГ 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
158	ВЛ 110кВ Новокуйбышев- ская-2	ТГФМ-110 II* 600/5, КТ 0,2S Рег. № 36672-08	ЗНГ 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
159	КВЛ 110кВ Новокуйбышев- ская-3	ТГФМ-110 II* 600/5, КТ 0,2S Рег. № 36672-08		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
160	ВЛ 110кВ Новокуйбышев- ская-4	ТГФМ-110 II* 600/5, КТ 0,2S Рег. № 36672-08		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
161	ВЛ 110кВ Новокуйбышев- ская-5	ТГФМ-110 II* 600/5, КТ 0,2S Рег. № 36672-08		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
162	ВЛ 110кВ Чапаевская-1	ТФНД-110 600/5, КТ 0,5 Рег. № 83995-21	ЗНГ 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
163	КВЛ 110кВ Крекинг-1	ТГФМ-110 600/5, КТ 0,2S Рег. № 52261-12		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
164	ОВЭ-110кВ	ТГФМ-110 II* 600/5, КТ 0,2S Рег. № 36672-08		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
165	ВЛ 35кВ В-1	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
166	ВЛ 35кВ ВС-1	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-07		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
167	ВЛ 35кВ ВС-2	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
168	ВЛ 35кВ СС-1	ТОЛ 600/5, КТ 0,2S Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
169	ВЛ 35кВ СС-2	ТОЛ 600/5, КТ 0,2S Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
170	КЛ 35кВ 3-1	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
171	КЛ 35кВ 3-2	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
172	КЛ 35кВ 3-3	ТОЛ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ССД, СБД
173	КЛ 35кВ 3-4	ТОЛ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
174	КЛ 35кВ 3-5	ТОЛ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
175	КЛ 35кВ 3-6	ТОЛ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
176	КЛ 35кВ Заводская-7	ТОЛ-СЭЩ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 51623-12	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
177	КЛ 35кВ Заводская-8	ТОЛ-СЭЩ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 51623-12	ЗНОМ-35 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
178	КЛ 6кВ Ф-12	ТПОФ 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
179	КЛ 6кВ Ф-2	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
180	КЛ 6кВ Ф-20	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
181	КЛ 6кВ Ф-203	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
182	КЛ 6кВ Ф-205	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
183	КЛ 6кВ Ф-207	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
184	КЛ 6кВ Ф-209	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
185	КЛ 6кВ Ф-213	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
186	КЛ 6кВ Ф-215	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
187	КЛ 6кВ Ф-217	ТПФ 400/5, КТ 0,5 Пер. № 517-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
188	КЛ 6кВ Ф-219	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
189	КЛ 6кВ Ф-22	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
190	КЛ 6кВ Ф-221	ТПОЛ-10 150/5, КТ 0,2S Пер. № 1261-08	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
191	КЛ 6кВ Ф-223	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
192	КЛ 6кВ Ф-225	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
193	КЛ 6кВ Ф-227	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5, КТ 0,5S Пер. № 54717-13		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
194	КЛ 6кВ Ф-229	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
195	КЛ 6кВ Ф-231	ТПФ 400/5, КТ 0,5 Пер. № 517-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
196	КЛ 6кВ Ф-233	ТПОЛ-10 150/5, КТ 0,2S Пер. № 1261-08	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
197	КЛ 6кВ Ф-236	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
198	КЛ 6кВ Ф-24	ТПФ 400/5, КТ 0,5 Пер. № 517-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ССД, СБД
199	КЛ 6кВ Ф-26	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
200	КЛ 6кВ Ф-28	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
201	КЛ 6кВ Ф-30	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
202	КЛ 6кВ Ф-4	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
203	КЛ 6кВ Ф-40	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-08	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
204	КЛ 6кВ Ф-44	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
205	КЛ 6кВ Ф-46	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
206	КЛ 6кВ Ф-48	ТПОФ 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
207	КЛ 6кВ Ф-50	ТПЛ-СЭЩ-10 800/5, КТ 0,5S Пер. № 54717-13		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
208	КЛ 6кВ Ф-6	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
209	КЛ 6кВ Ф-8	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
210	Щит 0,4кВ "Сплав" сек.1 п.3 КЛ 0,4кВ ООО ПКФ "Поволжье"	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,2 Пер. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	,	
211	Щит 0,4кВ сек.7 п.6 КЛ 0,4кВ ПАО "МТС-1"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Пер. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
212	Щит 0,4кВ общестанцион- ная сек. п.36 КЛ 0,4кВ ПАО "МТС-2"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
БОК						
213	ВЛ 110кВ БТЭЦ- Кинель-2	ТФЗМ-110Б-IV1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, рег. № 53992-13	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
214	ВЛ 110кВ Кировская-4	ТФЗМ-110Б-IV1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
215	ВЛ 110кВ Металлург-3	ТФЗМ 110Б-IV 600/5, КТ 0,5 Рег. № 26422-04	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
216	ВЛ 110кВ Промышленная- 1	ТФЗМ-110Б-IV1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
217	ВЛ 110кВ Промышленная- 2	ТФЗМ-110Б-IV1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88 ТФНД-110М 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
218	ВЛ 110кВ Речная-1	ТФЗМ 110Б-IV 600/5, КТ 0,5 Рег. № 26422-04	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
219	ВЛ 110кВ Речная-2	ТФЗМ 110Б-IV 600/5, КТ 0,5 Рег. № 26422-04	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
220	ВЛ 110кВ СамТЭЦ-БТЭЦ	ТФЗМ 110Б-IV 600/5, КТ 0,5 Рег. № 26422-04	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
221	ОМВ-110кВ	ТФЗМ 110Б-IV 600/5, КТ 0,5 Рег. № 26422-04		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
222	ВЛ 35кВ Б-2А	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	ТЮ7 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 25429-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
223	ВЛ 35кВ Б-2Б	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,5S Пер. № 21256-07	ТЮО7 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 25429-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT200, пер. № 53992-13	УССВ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
224	КЛ 35кВ БТ-1	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-11	ТЮО7 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 25429-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12		
225	КЛ 35кВ БТ-2	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-11	ТЮО7 35000/100, КТ 0,5 Пер. № 25429-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12		
226	КЛ 10кВ 1Д1Ф	ТОЛ-10-1 600/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
227	КЛ 10кВ 1Д3Ф	ТОЛ-10-1 600/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
228	КЛ 10кВ 1Д4Ф	ТОЛ-10-1 600/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
229	КЛ 10кВ 1Д4Ф "А"	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-11		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
230	КЛ 10кВ 1Д5Ф	ТОЛ-10-1 200/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
231	КЛ 10кВ 1Д6Ф	ТОЛ-10-1 600/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
232	КЛ 10кВ 1Д7Ф	ТОЛ-10-1 150/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
233	КЛ 10кВ 1Д8Ф "А"	ТЛК10-6 100/5, КТ 0,5 Пер. № 9143-01		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
234	КЛ 10кВ 1Д8Ф "Б"	ТЛК-10 600/5, КТ 0,5S Пер. № 9143-06		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
235	КЛ 10кВ 1Д9Ф	ТОЛ 400/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-11	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
236	КЛ 10кВ 1Д9Ф "А"	ТОЛ-СЭЩ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
237	КЛ 10кВ 1Д9Ф "Б"	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-11		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
238	КЛ 10кВ 2Д1Ф	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT200, рег. № 53992-13	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
239	КЛ 10кВ 2Д3Ф	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
240	КЛ 10кВ 2Д4Ф	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
241	КЛ 10кВ 2Д5Ф	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
242	КЛ 10кВ 2Д6Ф "А"	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-03	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
243	КЛ 10кВ 2Д6Ф "Б"	ТОЛ 10-1 150/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
244	КЛ 10кВ 2Д7Ф	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
245	КЛ 10кВ 2Д7Ф "А"	ТПОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-08		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
246	КЛ 10кВ 2Д8Ф	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
247	КЛ 10кВ 2Д10Ф	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
248	РУ-0,4кВ БН сек.11Н яч.6а КЛ 0,4кВ ПАО "Кузнецов" рабочий ввод	ТНШЛ-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	,	
249	РУ-0,4кВ БН сек.12Н яч.14а КЛ 0,4кВ ПАО "Кузнецов" резервный ввод	ТНШЛ-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
250	РУ-0,4кВ сб. Барачная-2 КЛ 0,4кВ ООО "Тайфун"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
251	РУ-0,4кВ сб. Барачная-2 КЛ 0,4кВ ООО "Эстри"	ТОП-0,66 50/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
252	РУ-0,4кВ сб. ПН КЛ 0,4кВ ООО "Самарская торговая компания"	ТОП-0,66 75/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
Сызранская ТЭЦ						
253	ТГ-7	ТШЛ20Б-1 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
254	ТГ-8	ТШВ15Б 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-08 ТШВ15Б 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
255	ТГ-9	AON-F 6000/1, КТ 0,2S Рег. № 43946-10	ЗНОЛ.06 10500/100, КТ 0,2 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
256	Г-10	GSR 6000/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	ЗНОЛ.06 10500/100, КТ 0,2 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
257	Г-11	GSR 6000/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	ЗНОЛ.06 10500/100, КТ 0,2 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
258	ВЛ 110кВ Кубра-1	ТВ 750/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
259	ВЛ 110кВ Кубра-2	ТВ 750/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
260	ВЛ 110кВ Кубра-4	ТВГ-110 750/5, КТ 0,2S Рег. № 22440-07		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
261	ВЛ 110кВ Сызрань-3	ТВ 750/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
262	ВЛ 110кВ Сызрань-4	ТВ 750/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
263	ВЛ 110кВ Сызрань-5	ТВ 750/5, КТ 0,5 Пер. № 19720-00	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССБ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
264	ОМВ-110кВ	ТРГ 1000/5, КТ 0,5S Пер. № 49201-12	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100, КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
265	ВЛ 35кВ Больничная-1	ТПЛ-35 600/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-01	ТЈС7 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 25430-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
266	ВЛ 35кВ Город-2	ТПЛ-35 600/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-01		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
267	ВЛ 35кВ Заборовка-1	ТПЛ 35 300/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-06	ТЈС7 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 25430-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
268	ВЛ 35кВ Кашпир-1	ТПЛ 35 300/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-06	ТЈС7 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 25430-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
269	ВЛ 35кВ Кашпир-2	ТПЛ 35 300/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-06		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
270	КЛ 35кВ Водозабор-1	ТПЛ 35 300/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-06	ТЈС7 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 25430-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
271	ВЛ 35кВ Водозабор-2	ТПЛ 35 300/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-06	ТЈС7 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 25430-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
272	КЛ 35кВ ЦРП 1-1	ТПЛ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 47958-11	ТЈС 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
273	КЛ 35кВ ЦРП 1-2	ТПЛ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 47958-11	ТЈС 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
274	КЛ 35кВ ЦРП 3-1	ТПЛ 35 300/5, КТ 0,5S Пер. № 21253-06	ТЈС7 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 25430-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
275	ВЛ 35кВ ЦРП 3-2	ТПЛ 35 300/5, КТ 0,5 Пер. № 21253-06	ТЈС7 35000/100, КТ 0,2 Пер. № 25430-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
276	Ф-19 КЛ 10кВ ООО "Технопром"	ТПОЛ-10М 50/5, КТ 0,2S Рег. № 37853-08	НТМИ-10 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ARIS MT210, рег. № 64151-16	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
277	Ф-35 КЛ 10кВ ООО "Самэнерго"	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
278	РУ-6кВ ВК яч.25 КЛ 6кВ ООО "УниПак"	ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
279	РУ-6кВ ВК яч.4 КЛ 6кВ АО "ССК"	ТВЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
280	РУСН-0,4кВ МН п.21 КЛ 0,4кВ ООО "Айрон"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
281	РУСН-0,4кВ МН п.28 КЛ 0,4кВ ООО "Евро- Строй"	Т-0,66 У3 200/5, КТ 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
282	РУСН-0,4кВ МН п.32 КЛ 0,4кВ ООО МП "Остров"	Т-0,66 У3 150/5, КТ 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
283	РУСН-0,4кВ МН п.6 КЛ 0,4кВ ЗАО "Октан- Транзит" ввод 1	Т-0,66 У3 300/5, КТ 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
284	РУСН-0,4кВ МН п.27 КЛ 0,4кВ ЗАО "Октан- Транзит" ввод 2	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
285	РУСН-0,4кВ МН сб.1, ав.6 КЛ 0,4кВ ООО "Империя"	ТОП-0,66 150/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
286	Сб.19Н мех.цеха ав.6 КЛ 0,4кВ ЧП Денисов А.И.	ТОП-0,66 150/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
287	ЩСН 0,4кВ №2 КТЦ п.54 КЛ 0,4кВ ПАО "МегаФон"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
288	ЩСН 0,4кВ №2 КТЦ п.85 КЛ 0,4кВ ПАО "Мобильные ТелеСистемы"	ТОП-0,66 20/5, КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
289	ЩСН-0,4кВ №1 КТЦ п.13Н КЛ 0,4кВ ПАО "ВымпелКом"	ТОП-0,66 20/5 , КТ 0,2 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
Самарская ГРЭС						
290	ТГ-1	ТПОЛ-10 1500/5, КТ 0,2S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ARIS MT200, рег. № 53992-13	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
291	ТГ-3	ТЛО-10 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
292	КВЛ 35кВ Кряжская-1	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
293	КЛ 35кВ Куйбышевская-1 уч. СГРЭС-ПС Центральная-1	ТОЛ-35 400/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
294	КЛ 35кВ КФ-1	ТФЗМ-35Б-1У1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
295	КЛ 35кВ КФ-2	ТФЗМ-35Б-1У1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 3689-73		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
296	КЛ 35кВ СЗ-1	ТОЛ-35 400/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
297	КЛ 35кВ СЗ-3	ТОЛ-35 600/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-07		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
298	КЛ 6кВ Фидер 13	ТЛК10-5 300/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS MT200, рег. № 53992-13	УССВ-2, рег. № 54074-13/ ССД, СБД
299	КЛ 6кВ Фидер 14	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
300	КЛ 6кВ Фидер 15	ТЛК10-5 400/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
301	КЛ 6кВ Фидер 16	ТОЛ 10-1 400/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
302	КЛ 6кВ Фидер 17	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
303	КЛ 6кВ Фидер 21	ТЛК10-5 600/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
304	КЛ 6кВ Фидер 22	ТЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
305	КЛ 6кВ Фидер 24	ТЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
306	КЛ 6кВ Фидер 27	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
307	КЛ 6кВ Фидер 29	ТЛК10-6 600/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
308	КЛ 6кВ Фидер 33	ТЛК10-5 400/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
309	КЛ 6кВ Фидер 34	ТЛК10-5 300/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
310	КЛ 6кВ Фидер 35	ТЛК10-5 600/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
311	КЛ 6кВ Фидер 37	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
312	КЛ 6кВ Фидер 39	ТЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
313	КЛ 6кВ Фидер 4	ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-00	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	ARIS MT200, пер. № 53992-13	УССВ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
314	КЛ 6кВ Фидер 47	ТОЛ 10-1 400/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
315	КЛ 6кВ Фидер 49	ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-00		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
316	КЛ 6кВ Фидер 5	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
317	КЛ 6кВ Фидер 51	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Пер. № 25433-08	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
318	КЛ 6кВ Фидер 53	ТОЛ 10-1 400/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
319	КЛ 6кВ Фидер 56	ТОЛ 10-1 400/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
320	КЛ 6кВ Фидер 7	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	ЗНОЛ.06 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
321	РУ-0,4кВ п.5 КЛ 0,4кВ ООО ТД "Победа"	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,2S Пер. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	,	
Самарская ТЭЦ						
322	КЛ 10кВ Ф-116	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 47959-16	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 85181-22	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	ARIS MT210, пер. № 64151-16	УССВ-2, пер. № 54074-13/ ССД, СБД
323	КЛ 10кВ Ф-120	ТОЛ-НТЗ 1500/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

П р и м е ч а н и я : 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-2, УСПД на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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 их неотъемлемая часть.			
--	--	--	--

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-4, 6-12, 14, 17, 20, 22-25, 41-46, 87, 96, 97, 99-112, 114-116, 118-129, 131, 133-141, 162, 178-189, 191, 192, 194, 195, 197-206, 208, 209, 213, 214, 216-221, 233, 242, 243, 277-279, 291, 294, 295, 298-316, 318-320	Активная Реактивная	1,2 1,9	2,9 4,6
5, 47-51, 98, 253, 254	Активная Реактивная	0,9 1,3	1,4 2,4
13, 15, 16, 18, 19, 21, 26, 27, 113, 117, 130, 132, 165, 193, 207, 222, 223, 226-232, 234-241, 244-247, 292, 317, 322, 323	Активная Реактивная	1,2 1,9	1,7 2,8
28-31, 150, 151, 153-161, 163, 164, 166-177, 190, 196, 276, 290, 293, 296, 297	Активная Реактивная	1,1 1,5	1,6 2,4
32-36, 39, 91-94, 144-149, 210, 250-252, 280, 284-289	Активная Реактивная	0,7 1,2	1,7 3,4
37, 38, 40, 88-90, 248, 249, 281-283	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,0 5,1
52-61, 64-68, 71-84, 86, 142, 143, 258, 259, 261-263, 265-271, 275	Активная Реактивная	1,0 1,6	2,8 4,5
62, 63, 69, 70, 85, 152, 255-257, 260, 272, 273	Активная Реактивная	0,6 1,0	0,9 1,8
95	Активная Реактивная	0,9 1,5	2,8 4,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
211, 212	Активная Реактивная	0,4 0,8	1,2 2,2
215	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,1 5,2
224, 225	Активная Реактивная	1,3 2,1	2,0 3,8
264, 274	Активная Реактивная	1,0 1,6	1,5 2,7
321	Активная Реактивная	0,7 1,2	1,4 3,1
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (±) с		5	
Примечания :			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для cosφ=0,8, токе ТТ, равном 100 % от Iном для нормальных условий, и при cosφ=0,8, токе ТТ, равном 5 % от Iном для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	323
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера, °С температура окружающей среды для УСПД, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, не более, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08) 140000 - СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12) 165000 - ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) 140000 - СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) 90000 УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 74500 УСПД ARIS MT200: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 88000 УСПД ARIS MT210: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000 ССД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 175000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 1	
СБД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 1	
Глубина хранения информации Счетчики: - СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут. 113 - СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут. 114 - СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут. 113 - ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут. 113 УСПД ARIS MT210, УСПД ARIS MT200: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее 45 СБД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5	

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - изменения конфигурации;
 - факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- в журнале событий УСПД:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - изменения конфигурации;
 - перезапуски УСПД;
 - факты корректировки времени с фиксацией времени до и после коррекции;
 - результаты самодиагностики;
 - отключения питания.
- в журнале событий ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче - возможность использования электронной подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на ССД и СБД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	AON-F	3
	GSR	6
	T-0,66 Y3	27
	TB	66
	TB-110/50	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока		
	ТВ-110/52	21
	ТВГ-110	3
	ТВЛМ-10	55
	ТГФМ-110	3
	ТГФМ-110 II*	24
	ТЛК-10	2
	ТЛК10-5	12
	ТЛК10-6	4
	ТЛМ-10	14
	ТЛО-10	5
	ТЛШ	15
	ТНШЛ-0,66	6
	ТОЛ 10-1	20
	ТОЛ-10-I	39
	ТОЛ 10	6
	ТОЛ	37
	ТОЛ-35	33
	ТОЛ-СЭЩ-10	6
	ТОЛ-СЭЩ	8
	ТОП-0,66	93
	ТПЛ-10-М	2
	ТПЛ	4
	ТПЛ 35	14
	ТПЛ-35	4
	ТПЛ-СЭЩ-10	4
	ТПОЛ-10	27
	ТПОЛ-10М	3
	ТПОФ	36
	ТПФ	6
	ТВ-3ТМ	6
	ТРГ-110	3
	ТРГ-110 II*	12
	ТФЗМ-35Б-1У1	6
	ТФЗМ-110	9
	ТФЗМ-110Б-IУ1	10
	ТФЗМ 110Б-IV	15
	ТФНД-110	69
	ТФНД-110М	2
	ТФНД-220	11
	ТФНД-220-1	4
	ТШ 20	6
	ТШВ-15	12
	ТШВ15Б	9
	ТШЛ-10У3	3
	ТШЛ 20	36
	ТШЛ-20-1	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока		
	ТШЛ20Б-1	15
	ТШЛ-СЭЩ	6
	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформаторы напряжения	ТЈС	6
	ТЈС 7	6
	ТЈО7	6
	ЗНГ	6
	ЗНОЛ	9
	ЗНОЛ.06	60
	ЗНОМ-15-63	57
	ЗНОМ-35-65	6
	ЗНОМ-35	6
	НАМИ-10	1
	НАМИ-10-95УХЛ2	1
	НАМИ-110 УХЛ1	18
	НАМИ-220 УХЛ1	6
	НАМИТ-10	2
	НКФ-110	6
	НКФ-110-57	24
	НОЛ.08	9
	НОМ-10-66	31
	НОМ-6	5
	НТМИ-10	1
	НТМИ-6-66	2
	НТМИ-6	3
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.04	39
	СЭТ-4ТМ.03	88
	СЭТ-4ТМ.03.01	1
	СЭТ-4ТМ.03.08	1
	СЭТ-4ТМ.03М	180
	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
	СЭТ-4ТМ.03М.16	10
Контроллер многофункциональный (УСПД)	ARIS MT200	2
	ARIS MT210	7
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер сбора данных	ССД	1
Сервер базы данных	СБД	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	25
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/10/22	1
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.43/10/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении 1 «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс» документа РЭ 26.51.43/10/22 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Филиал «Самарский» публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Самарский» ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г. о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия», км 26-й, стр. 3, оф. 506

Телефон +7 (495) 980-59-00

E-mail: info@tplusgroup.ru

Изготовитель

Филиал «Самарский» публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Самарский» ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Адрес: 443100, г. Самара, ул. Маяковского, д. 15

Телефон +7 (846) 279-67-63

E-mail: info-samara@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: info@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311281.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д. 34Л, помещ. 1022

Телефон (факс): (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314451.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д

Назначение средства измерений

Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д (далее – комплекс) предназначены для измерения объема неагрессивного, сухого газа (далее – газ), приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на измерении объема газа при рабочих условиях с помощью счетчика газа, температуры газа с помощью корректора и вычисления корректором объема газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63, на основе измеренных параметров и введенных значений коэффициента сжимаемости и давления, принятых за условно-постоянную величину.

Комплексы состоят из счетчика газа, корректора и коммутационных элементов.

В комплексе используется корректор объема газа ТС220 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 47922-11).

В зависимости от типа применяемого счетчика комплексы имеют три модификации:

– СГ-ТК-Т на базе счетчиков газа турбинных РГ-Т (регистрационный № 88939-23) (далее – РГ-Т);

– СГ-ТК-Р на базе счетчиков газа ротационных РГ-Р (регистрационный № 88140-23) (далее – РГ-Р), счетчиков газа ротационных RABO (регистрационный № 54267–13) (далее – RABO);

– СГ-ТК-Д на базе счетчиков газа объемных диафрагменных ВК-Г (регистрационный № 60295–15), счетчиков газа объемных диафрагменных ВК (регистрационный № 84689–22) (далее – ВК-Г).

Корректор объема газа ТС220 может быть смонтирован на счетчике или удаленно от счетчика.

В РГ-Т при воздействии потока газа на турбину последняя вращается со скоростью пропорциональной скорости (объемному расходу) газа. Вращение турбины с помощью механического редуктора передается на счетный механизм, показывающий суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счетчик.

РГ-Р, RABO работают по принципу вытеснения строго определенного объема газа вращающимися роторами. Вращательное движение роторов через редуктор и магнитную муфту передается на счетный механизм, показывающий суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счетчик.

Принцип работы ВК-Г основан на перемещении подвижных перегородок (диафрагм) камер при поступлении газа в счетчик. Впуск и выпуск газа, объем которого необходимо измерить, вызывает переменное перемещение диафрагм и через систему рычагов и редуктор

приводит в действие счетный механизм, показывающий накопленный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счетчик.

В РГ-Т, РГ-Р, РАВО, ВК-Г с помощью магнита, установленного на счетном механизме, и датчика импульсов формируется импульсный электрический сигнал для корректора объема газа ТС220.

Температура газа измеряется термопреобразователем сопротивления типа Pt500 (500П) по ГОСТ 6651–2009, входящим в состав корректора объема газа ТС220 и установленным в потоке газа или на корпусе счетчика (для ВК-Г).

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объема газа при рабочих условиях и температуры газа;
 - расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям;
 - обработку, отображение и хранение измеренной информации и настроечных параметров комплекса;
 - ведение архива потребления газа, нештатных ситуаций и изменения условно-постоянных величин;
 - передачу измеренной и рассчитанной информации по цифровым интерфейсам.
- Общий вид основных модификаций комплексов представлен на рисунке 1.



Комплекс СГ-ТК-Т
на базе РГ-Т со счетной головой С1



Комплекс СГ-ТК-Т
на базе РГ-Т со счетной головой Т1



Комплекс СГ-ТК-Р
на базе RABO исполнение Р



Комплекс СГ-ТК-Р
на базе РГ-Р, RABO исполнение Б и К

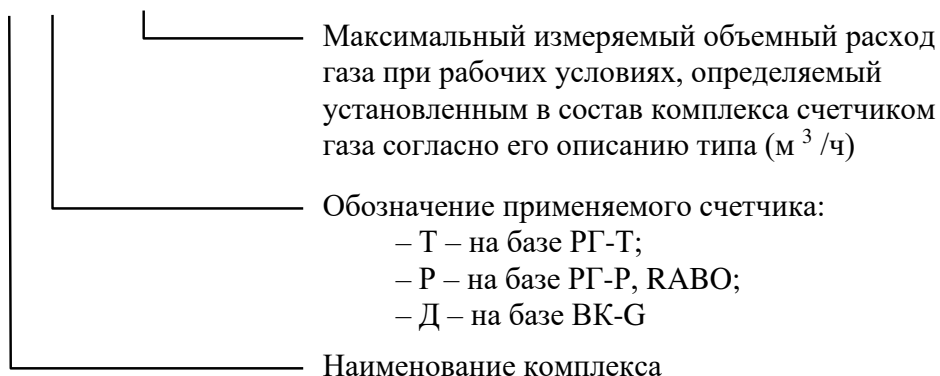


Комплекс СГ-ТК-Д

Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений комплексов

Условное обозначение комплекса состоит из наименования комплекса (СГ-ТК), обозначения применяемого счетчика (Д, Т, Р), максимального измеряемого расхода при рабочих условиях:

СГ-ТК-Х-XXX



В комплексах в различных исполнениях пломбируются место присоединения преобразователя температуры и место присоединения датчика импульсов с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы, а также с помощью специальной мастики (термопластичной массы) с нанесением знака поверки давлением на пломбы. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

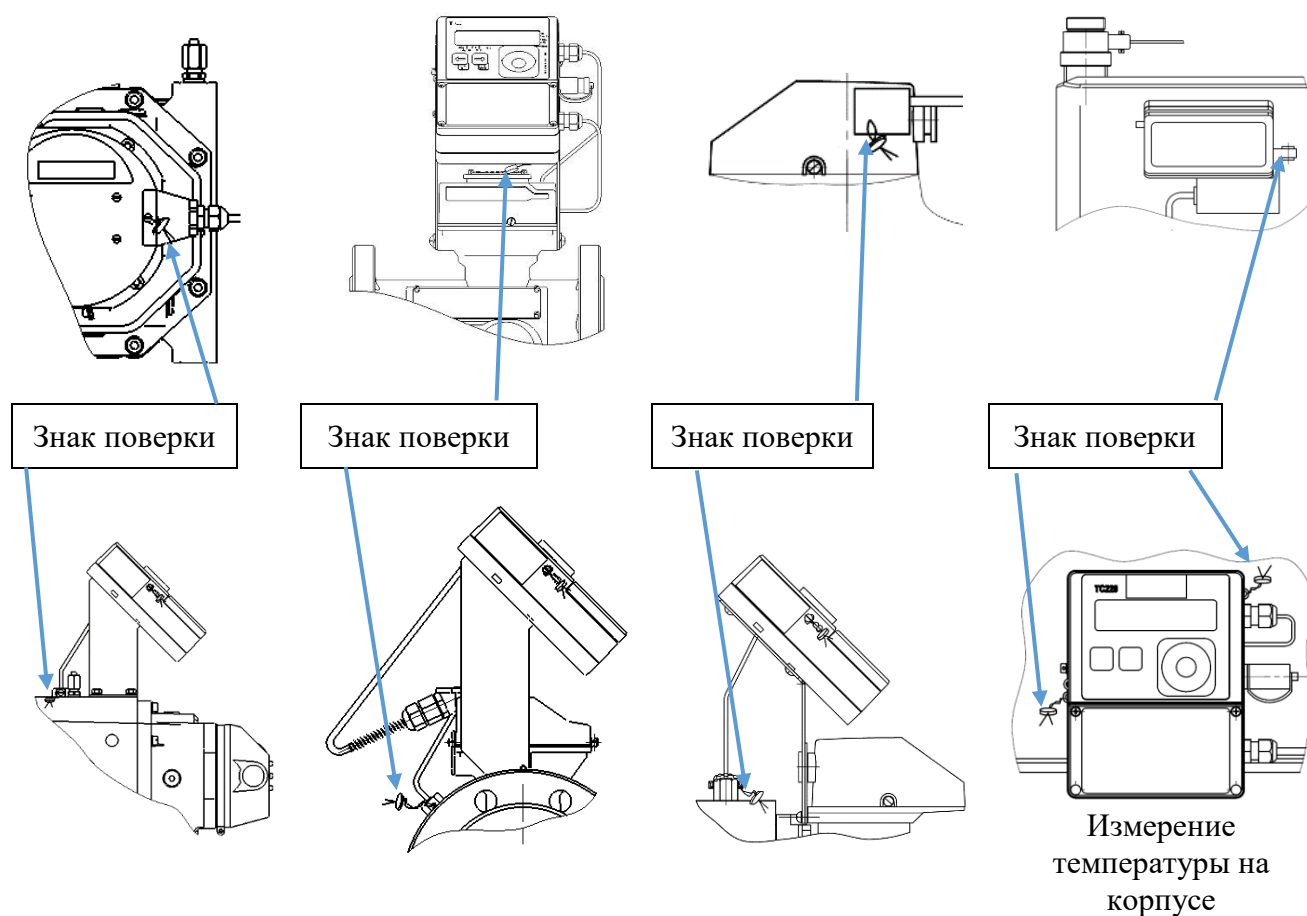


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится методом металлографии и/или гравировки на шильд, расположенный с левой стороны корпуса корректора объема газа ТС220, входящего в состав комплекса. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 3.

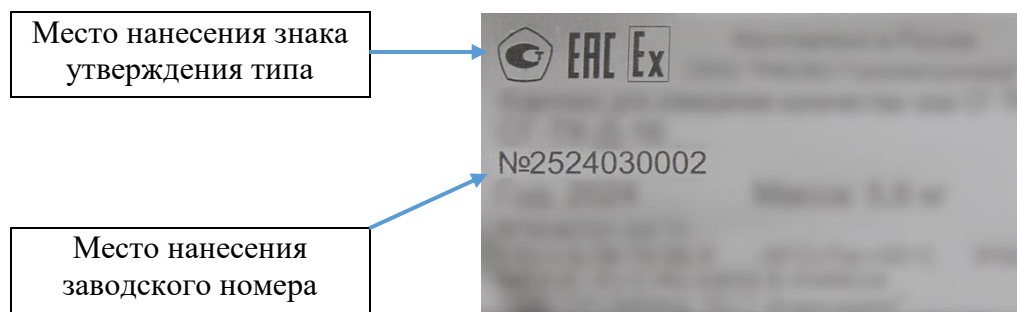


Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплексов представляет собой встроенное ПО корректора объема газа ТС220.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТС220 V1.XX
Номер версии	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО	35163**
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
* Номер версии состоит из двух частей: старшая часть (до точки) номер версии метрологически значимой части ПО, младшая часть – номер версии метрологически незначимой части.	
** Контрольная сумма для метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон объемного расхода при рабочих условиях*, м³/ч: – модификация СГ-ТК-Д – модификация СГ-ТК-Т – модификация СГ-ТК-Р	от 0,016 до 160,000 от 5 до 6500 от 0,4 до 1600,0
Диапазон измерения температуры газа, °С	от –30 до +60
Избыточное давление газа, кПа, не более: – модификация СГ-ТК-Д – модификация СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р	50 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры, без учета погрешности от принятия давления и коэффициента сжимаемости за условно-постоянные величины**, %:	

Наименование параметра	Значение
– модификация СГ-ТК-Д: а) в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ включ. до $Q_{\text{макс}}$ включ.	$\pm 1,6$
б) в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\text{мин}}$ включ. до $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$	$\pm 2,2$
– модификации СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р на базе счетчиков в исполнении «2У» в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\text{мин}}$ включ. до $Q_{\text{макс}}$ включ.	$\pm 1,0$
– модификации СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Т на базе счетчиков остальных исполнений: а) в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\text{мин}}$ включ. до Q_t	$\pm 2,1$
б) в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q_t включ. до $Q_{\text{макс}}$ включ.	$\pm 1,1$
* Диапазон измерения объемного расхода комплекса при рабочих условиях определяется типоразмером применяемого счетчика. ** Во всем диапазоне рабочих условий эксплуатации, с учетом относительной погрешности, обусловленной алгоритмом вычисления объема газа и его программной реализацией (не более $\pm 0,05$ %). Пр и м е ч а н и е – Приняты следующие обозначения: $Q_{\text{ном}}$ – номинальный объемный расход при рабочих условиях, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{\text{макс}}$ – максимальный объемный расход при рабочих условиях, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{\text{мин}}$ – минимальный объемный расход при рабочих условиях, $\text{м}^3/\text{ч}$; Q_t – значение переходного объемного расхода при рабочих условиях, $\text{м}^3/\text{ч}$. В зависимости от типа счетчика Q_t принимается равным: а) $0,2 \cdot Q_{\text{макс}}$ для исполнения «2» счетчиков РГ-Т; б) $0,1 \cdot Q_{\text{макс}}$ для исполнения «О» счетчиков РГ-Т, РГ-Р, РАВО; в) $0,05 \cdot Q_{\text{макс}}$ для исполнения «У» счетчиков РГ-Р, РАВО.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542–2014, ГОСТ 5542–2022, пропан, аргон, азот, воздух и другие неагрессивные сухие газы
Температура окружающей среды, °С	Определяется температурой окружающей среды, входящих в состав комплекса средств измерений, согласно их описанию типа
Температура рабочей среды, °С	Определяется температурой рабочей среды, входящих в состав комплекса средств измерений, согласно их описанию типа
Габаритные размеры комплексов, мм: – ширина – высота – длина	от 150 до 900 от 295,0 до 697,5 от 190 до 932
Масса, кг	от 3,9 до 233,0
Маркировка взрывозащиты: – СГ-ТК-Д – СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Т	1 Ex h ib IIB T4 Gb X 1 Ex ib IIB T4 Gb X

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование параметра	Значение
Средний срок службы, лет	12*
Средняя наработка на отказ, ч	100000
* Срок службы определяется изготовителем по остаточному сроку службы входящих в состав комплекса средств измерений.	

Знак утверждения типа

наносится на шильдик методом металлографии и/или гравировки и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс для измерения количества газа СГ-ТК	СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЛГТИ.407321.020 РЭ	1 экз.
Паспорт	ЛГТИ.407321.020 ПС	1 экз.
Паспорт корректора объема газа ТС220*	—	1 экз.
Паспорт счетчика газа*	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации корректора объема газа ТС220*	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации счетчика газа*	—	1 экз.
Комплект монтажных частей	—	1 шт.**
* В бумажной и/или электронной формах.		
** Поставляется по заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерения

ГОСТ Р 8.740–2023 «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков», регистрационный номер методики измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46993;

ГОСТ Р 8.995–2023 «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа», регистрационный номер методики измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46992;

Инструкция. ГСИ. Объем газа. Методика измерений комплексами для измерения количества газа СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2017.27668;

Инструкция. ГСИ. Количество газа. Методика измерений комплексами для измерения количества газа СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.15864.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 52931–2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические требования;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, п. 6.7.1);

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

ЛГТИ.407321.020 ТУ Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РАСКО Газэлектроника»
(ООО «РАСКО Газэлектроника»)

ИНН 5243013811

Адрес: 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул.50 лет ВЛКСМ, д. 8а

Телефон (факс): (83147) 7-98-00; 7-98-01

E-mail: info@gaselectro.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр СТП»

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5

Телефон (факс): (843)214-20-98, 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30151-11.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 87128-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513
ПСП «Александровское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений, при котором массу брутто нефти определяют с применением измерительных и комплексных компонентов: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного МикроТЭК (ИВК), который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- блок поверочной установки (ТПУ);
- система обработки информации (СОИ).

БИЛ представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую измерительные линии (ИЛ), оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной арматурой.

БИК представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений плотности, вязкости, объемной доли воды, расхода, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной арматурой.

ТПУ включает в себя трубопоршневую поверочную установку, представляющую собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

СОИ включает в себя ИВК и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением (ПО) «Визард СИКН».

В состав СИКН входят следующие основные измерительные и комплексные компоненты:

- преобразователи расхода жидкости турбинные серий Guardsman G (GP, GL), L (LB, LSJ, LJ), Sentry с ДУ от 3/4" до 24", регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 12750-00;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-99;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-04;
- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, регистрационный № 14684-00;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-05;
- преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, регистрационный № 14683-00;
- преобразователи измерительные 3144Р, регистрационный № 14683-04;
- преобразователь плотности измерительный модели 7835, регистрационный № 15644-96;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный № 15644-01;
- влагомер поточный модели L, регистрационный № 56767-14;
- влагомер нефти поточный модели LC, регистрационный № 16308-02;
- преобразователь плотности и вязкости FVM, регистрационный № 62129-15;
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 12888-99;
- комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК, регистрационный № 24063-06.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 3) запись и хранение архивов;
- 4) вычисление массы нетто нефти при «ручном вводе» с АРМ оператора параметров нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- 5) выполнение поверки преобразователей расхода (ПР) по ТПУ;
- 6) контроль метрологических характеристик (КМХ) ПР по ТПУ;
- 6) КМХ измерительного канала (ИК) плотности нефти по ареометру;
- 7) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с описанием типа СИ и МИ 3002-2006.

Заводской номер 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на маркировочную табличку печатным способом, обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации СИКН и в эксплуатационную документацию. Маркировочная табличка СИКН представлена на рисунке 1.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Маркировочная табличка



Рисунок 2 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО измерительных и комплексных компонентов в составе СИКН и ПО «Визард СИКН», установленное на АРМ оператора.

Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «Визард СИКН» осуществляет отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений, запись и хранение архивов, выполнение поверки и КМХ ПР по ТПУ, выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру. Уровень защиты ПО СИКН - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО СИКН приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Визард СИКН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Визард СИКН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1/1/1/1234
Цифровой идентификатор ПО	Модуль «КМХ ПП по Ареометру»: F63567930709D8FF1343E4D90E64926D Модуль «КМХ ТПР по ТПУ»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Модуль «Поверка ТПР по ТПУ»: CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 Модуль «Процедура хэширования»: 82F2D3B3A221DA4A4B698D1179FC5C28
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.220408
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м ³ /ч	от 380 до 1580
Диапазон измерений объемного расхода нефти через СИКН, м ³ /ч	от 380 до 1580
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК объемного расхода нефти	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные серий Guardsman G (GP, GL), L (LB, LSJ, LJ), Sentry с ДУ от 3/4" до 24"	ИВК	от 380 до 1580 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$

Продолжение таблицы 4

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, преобразователи измерительные 3144Р, преобразователи температуры 3144 к датчикам температуры, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ИВК	от 0 до +100 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи давления измерительные 3051, датчики давления Метран-150	ИВК	от 0 до 6,0 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти модели L, влагомер нефти поточный модели LC	ИВК	от 0 до 2,0 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 100 мм ² /с (сСт) от 0,5 до 100 мПа·с (сП)	$\gamma = \pm 1 \%$
Примечание - Δ – абсолютная погрешность измерений, γ - приведенная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	3
Режим работы СИКН	Непрерывный или периодический
Характеристики измеряемой среды: – объемный расход нефти, м ³ /ч – избыточное давление нефти, МПа – температура нефти, °С – плотность нефти, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт), не более	от 380 до 1580 от 0,35 до 1,00 от +5 до +30 от 700 до 1000 0,5 100 0,05 40
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	220±22 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе БИК и ТПУ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -55 до +40 от +5 до +30 от +18 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика (метод) измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское», (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/29-686-2024, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313939.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 № 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»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Правообладатель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)

ИНН 7022000310

Юридический адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)

ИНН 7022000310

Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 88427-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), указанного в таблице 1, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды. Масса нетто нефтегазоводяной смеси определяется как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система состоит из блока фильтров (далее - БФ), блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее - УППУ), системы дренажа и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ 1) и одной контрольно-резервной (далее – ИЛ 2).

Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение в автоматическом режиме массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры и плотности нефтегазоводяной смеси;
- вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефтегазоводяной смеси;
- измерение в автоматическом режиме плотности и влагосодержания

нефтегазоводяной

смеси;

- контроль перепада давления на фильтрах;
- возможность поверки рабочего и контрольно-резервного счетчиков расходомеров массовых при помощи передвижной поверочной установки;
- контроль метрологических характеристик рабочего счетчика расходомера массового по контрольно-резервному счетчику расходомеру массовому;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа;
- передача данных на «верхний» уровень.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Место установки, кол-во, шт	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion	1 (ИЛ 1)	45115-10
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion	1 (ИЛ 2)	45115-16
Преобразователь давления измерительный Rosemount 3051S	2 (БИЛ)	24116-08
Преобразователь давления измерительный EJX	4(БИЛ), 4(БИК), 2(БФ)	28456-09
Преобразователь измерительный серии YTA	4 (БИЛ) 2 (БИК)	25470-03
Термометр сопротивления серии W	4 (БИЛ) 2 (БИК)	41563-09
Преобразователь плотности жидкости измерительный, 7835	2 (БИК, в резерве)	52638-13
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270	1 (БИЛ)	21968-11
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2 (БИК)	14557-10
Счетчик турбинный НОРД, модель НОРД.М	1 (БИК)	5638-02
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	1 (СОИ)	19240-11

Допускается применение следующих средств измерений, находящихся на хранении/в резерве:

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, рег. № 14557-15.

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтегазоводяной смеси утвержденных типов.

На рис. 1 приведена фотография внешнего вида СИКНС и место расположения маркировочной таблички.



Рисунок 1 – Внешний вид СИКНС

Заводской номер СИКНС нанесен на маркировочную табличку, закрепленную на стене помещения СИКНС, лазерной гравировкой. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) обеспечивает реализацию функций СИКНС.

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО автоматизированного рабочего места оператора «АРМ оператора «ФОРВАРД» (далее – АРМ оператора) и разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений и вычислений СИКНС, а также защиту и идентификацию ПО СИКНС. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями СИКНС).

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll ArmMX.dll ArmF.dll	PX.352.02.01. 00 AB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1 4.0.0.1 4.0.0.1	352.02.01

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	АРМ оператора
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71 30747EDB F8F39210	14C5D41A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 50 до 350
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С - для СИ, установленных в блок-боксе - в месте размещения СОИ	от +5 до +35 от +5 до +35
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси при температуре 15 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м ³ - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м ³ - плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м ³ - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	Нефтегазоводяная смесь от 0,2 до 4,0 от +5 до +30 от 780 до 853 от 1010 до 1177 от 1,05 до 1,60 до 5 от 100 до 1000 до 0,05 до 20 не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»	-	1
Технологическая инструкция	П4-04 ТИ-0002 ЮЛ-412/ТС №1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43917).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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

Акционерное общество «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Юридический адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

Телефон: +7 (35342) 73-670, +7 (35342) 73-317

Факс: +7 (35342) 73-201

Изготовитель

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)

ИНН 7204002810

Адрес: 625003, г. Тюмень, ул. Военная, д. 44

Телефон: +7(3452) 43-01-03

Факс: +7(3452) 43-22-39

Web-сайт: hms-neftemash.ru

E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.

в части вносимых изменений

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»)

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 «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 91382-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;
- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая

мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы.

Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030. Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонного канала тональной частоты (основной канал для № ИК 1-5), спутникового канала (основной канал для № ИК 6-19), GSM/GPRS канала (резервный канал) передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во

внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 18.001-2023 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 2 ввод № 1 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1 ВЛ 10 кВ №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
3	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7 ВЛ 10 кВ №7	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
4	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 24 ввод № 2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
5	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.21 ВЛ 10 кВ №17	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
6	ПС 110 кВ Калиничи ОРУ-35 кВ ВКЛ 35 кВ Калиничи-Компрессорная ц.1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ПС 110 кВ Калиничи ОРУ-35 кВ ВЛ 35 кВ Калиничи-Компрессорная ц.2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 3690-73	НАМИ Кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 60002-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
9	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
10	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.6	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
13	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
14	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
15	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110 кВ Калининичи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.17	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
17	ПС 110 кВ Калининичи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 50/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
18	ПС 35 кВ Компрессорная, ЗРУ-10 кВ №1 ГКС-2, 1 СШ 10 кВ, яч.1, Ввод 1 10 кВ Т-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-06	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
19	ПС 35 кВ Компрессорная, ЗРУ-10 кВ №1 ГКС-2, 2 СШ 10 кВ, яч.23, Ввод 2 10 кВ Т-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-06	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{wo}^A \%$	$\delta_{wo}^P \%$	$\delta_{wo}^A \%$	$\delta_{wo}^P \%$	$\delta_{wo}^A \%$	$\delta_{wo}^P \%$	$\delta_{wo}^A \%$	$\delta_{wo}^P \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 5	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
6 – 15, 18, 19	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
16	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1 - 5	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
6 – 15, 18, 19	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
16	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
17	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от (2) 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2) 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от –40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики Меркурий 234: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики Альфа А1800: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000 220000 120000 22000 40000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.119.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	21
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	VR	12
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R	4
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	2
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	АУВП.411711.119.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Юридический адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 91620-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти с объектов нефтедобычи АО «АРКТИКГАЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти с объектов нефтедобычи АО «АРКТИКГАЗ» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, реализованного с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы с заводским № 719, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из следующих функциональных частей:

- технологический комплекс;
- система сбора, обработки информации и управления.

В состав технологического комплекса СИКН входят:

- блок фильтров;
- пробозаборное устройство щелевого типа;
- блок измерительных линий, включающий в себя входной и выходной коллекторы, две рабочие измерительные линии, одну контрольно-резервную измерительную линию;
- блок измерений показателей качества нефти;
- стационарная трубопоршневая поверочная установка;
- технологические и дренажные трубопроводы.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (№ 77657-20);
- преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031 (№ 46611-16);
- датчики давления ЭМИС-БАР 103, датчики давления ЭМИС-БАР 143 (№ 72888-18);
- преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3» (№ 77871-20);
- влагомеры нефти поточные УДВН-2п (№ 77816-20);
- ротаметр ЭМИС-МЕТА 215 (№ 48744-11);
- установка трубопоршневая поверочная стационарная «ОЗНА-Прuver C-0,05» модели 280 (№ 31455-06);

- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления.

Система сбора, обработки информации и управления включает в себя:

- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (№ 52866-13) с функцией горячего резервирования;

- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- фильтры с быстросъемными крышками;

- пробоотборники автоматические Стандарт-АР с пробосборниками объемом 7000 см³ (рабочий и резервный);

- пробоотборник ручной Стандарт-РОП;

- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКН нанесен лазерной гравировкой на маркировочную табличку, закрепленную на стене помещения СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН и место нанесения заводского номера показаны на рисунке 1.

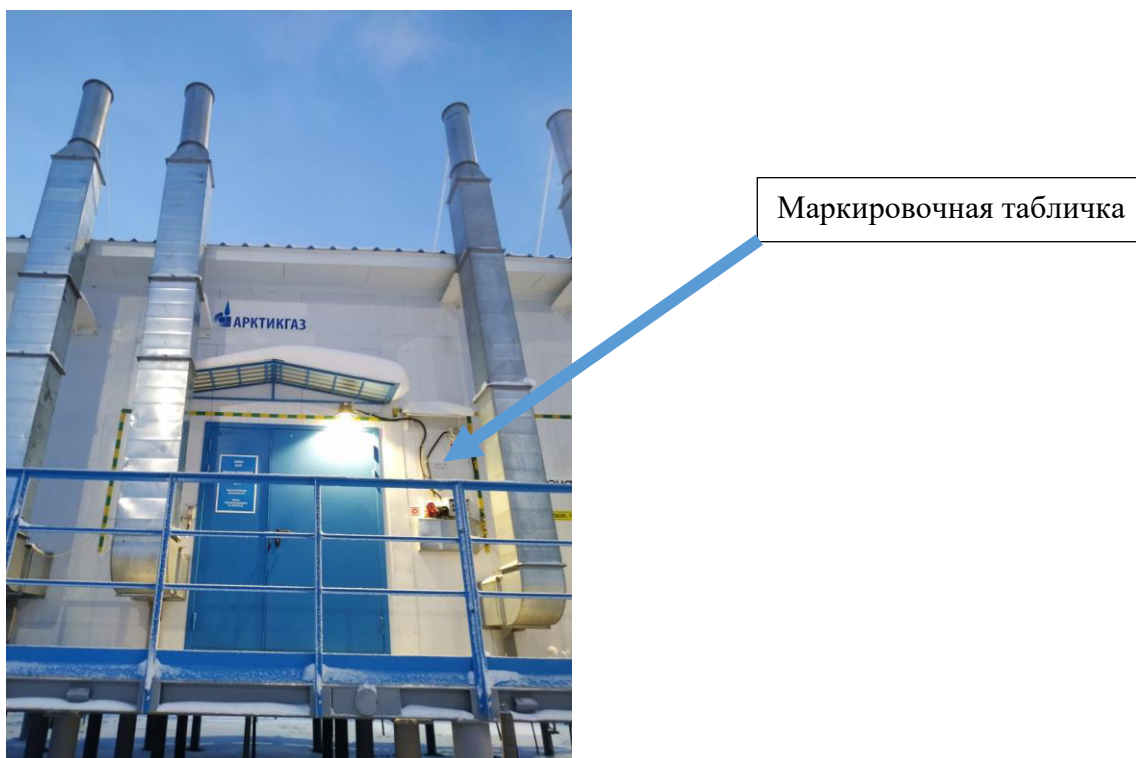


Рисунок 1 – Общий вид СИКН и место нанесения заводского номера на маркировочной табличке

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	3.4
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4069091340	9A685849

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 28 до 280
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,48* до 2,1
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости нефти, МПа, не более: - в рабочем режиме - в режиме поверки	0,2 0,4
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +20 до +40
Вязкость кинематическая при температуре нефти +20 °С, сСт (мм ² /с), не более	10
Плотность нефти при температуре +20 °С, кг/м ³	от 790,0 до 870,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание парафина (при поставке на экспорт), %, не более	6

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура воздуха в блок-боксе СИКН, °С, не менее	+10
Срок службы, лет, не менее	25
* - при проведении поверки минимальное избыточное давление на входе в СИКН не должно быть менее 0,68 МПа	

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти с объектов нефтедобычи АО «АРКТИКГАЗ», заводской № 719	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 719.00.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти с объектов нефтедобычи АО «АРКТИКГАЗ» (свидетельство об аттестации № RA.RU.313391/5209-24 от 27.06.2024 г.).

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»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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

Акционерное общество «Арктическая газовая компания» (АО «АРКТИКГАЗ»)

ИНН 8904002359

Юридический адрес: 629309, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, Славянский мкр., д.9, эт. 6, каб. 607

Тел. (3494) 935-000

Изготовитель

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

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205а, эт. 1, оф. 19

Телефон/ факс: (347) 292-79-10/ (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.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 «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 67415-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-7 г. Санкт-Петербург, Дальневосточный пр. 16 к. 1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-7 г. Санкт-Петербург, Дальневосточный пр. 16 к. 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 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), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-7 г. Санкт-Петербург, Дальневосточный пр. 16 к. 1, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 005 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электроэне ргии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы допускаем ой основной относитель ной погрешнос ти (±δ), %	Границы допускаемой относительн ой погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ КЛ-1 0,4 кВ	T-0,66 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 22656-07	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
		Реактивная	1,8			3,8		
2	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ	T-0,66 М У3 Коэф. тр. 1200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06				Активная	1,1
		Реактивная	1,8	3,8				
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								±5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения

используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	–	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.005 ФО с Изменением № 1	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 ТЦ Л-7 г. Санкт-Петербург, Дальневосточный пр. 16 к. 1 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30829.

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области»
(ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 84804-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) НАО «СВЕЗА Новатор»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) НАО «СВЕЗА Новатор» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной 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 (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, 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) НАО «СВЕЗА Новатор», включающий в себя, сервер ИВК АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), блок коррекции времени (далее – БКВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера», технические средства приёма-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, её обработку и хранение, передачу отчётных документов коммерческому оператору, системному оператору и субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;

- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счётчиков. В счётчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счётчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счётчиков с привязкой к шкале времени UTC(SU). Для предотвращения искажения информации, передаваемой между уровнями ИИК ТИ и ИВК, производится вычисление и сравнение контрольных сумм, переданных и принятых данных.

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.

ИВК выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку (в том числе умножение на коэффициенты ТТ и ТН) и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК ТИ;
- занесение результатов измерений и их хранение в базе данных ИВК;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС», другим субъектам оптового рынка по протоколу SMTP в виде XML-файлов макетов 80020, 80030, 51070;
- ведение журнала событий ИВК;
- оформление справочных и отчётных документов.

Передача информации от сервера БД во внешние системы осуществляется посредством сети Internet с использованием выделенного канала связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), в которую входят часы сервера ИВК, счётчиков и БКВ. БКВ формирует шкалу времени UTC(SU) путём обработки сигналов точного времени, полученных от навигационных спутниковых систем с помощью антенны ГЛОНАСС и передаёт её в ИВК. Сличение часов сервера ИВК с часами БКВ осуществляется каждые 10 минут, корректировка часов сервера происходит при поправке часов (расхождении) более чем на ± 1 с. Сличение часов счётчиков и часов сервера происходит при каждом обращении сервера к счётчику, корректировка часов счётчиков происходит при поправке часов счётчика и часов сервера более чем ± 2 с.

Журнал событий счётчика электроэнергии содержит сведения о времени (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журнал событий сервера АИИС КУЭ содержит сведения о времени (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счётчиков АИИС КУЭ и расхождении времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергосфера».

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Энергосфера» не влияет 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	Сервер БД / БКВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Новатор, 1 сш 10 кВ, яч.5, ВЛ-10 кВ ФМК-1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КтТ 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 16687-13	Меркурий 234 ART2-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» / Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,7
2	ПС 35 кВ Новатор, 2 сш 10 кВ, яч.8, ВЛ-10 кВ ФМК-2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КтТ 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 16687-13	Меркурий 234 ART2-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,7
3	РП СВЕЗА-Новатор 10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КтТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 КтН 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	РП СВЕЗА-Новатор 10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.16	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» / Блок коррекции времени ЭНКС- 2, рег. № 37328-15	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,6	±5,6
5	ВРУ 0,4 кВ Билайн ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART 01 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,2	±6,3
6	ВРУ 0,4 кВ Братышева, ввод 0,4 кВ	ТТИ-40 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,5	±5,5
7	ВРУ 0,4 кВ Дом культуры, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,2	±6,3
8	ВРУ 0,4 кВ Кв-ра администрации, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,2	±6,3
9	ВРУ 0,4 кВ Мегафон, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART 01 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,2	±6,3
10	ВРУ 0,4 кВ Спортзал, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,2	±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ВРУ 0,4 кВ МТС, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART 01 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» / Блок коррекции времени ЭНКС- 2, рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,0 ±6,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени							±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 $I=0,02(0,05)$ $I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 11 от 0 до +30 °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 БКВ 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	11
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 +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для, °C - ТТ, ТН, счетчиков, °C - БКВ ЭНКС-2, сервера БД	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от 0 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков Меркурий 234 для счетчиков Меркурий 230 для счетчиков Меркурий 236 для счетчиков Меркурий 204 для трансформаторов тока для трансформаторов напряжения для БКВ ЭНКС-2 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 320000 150000 220000 320000 219000 219000 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 3,5

Надёжность системных решений:

- резервирование питания сервера посредством применения источника бесперебойного питания;
- резервирование питания счётчиков.

Регистрация событий с фиксацией времени и даты наступления:

- в журнале событий счётчика:
 - изменение данных и конфигурации;

- отсутствие напряжения по каждой фазе;
- перерывы питания;
- попытки несанкционированного доступа;
- факты и величина коррекции времени;
- результаты автоматической самодиагностики;
- в журналах сервера БД:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов ТТ и ТН;
 - изменение конфигурации;
 - замены счётчика;
 - величины коррекции системного времени;
 - события из журнала счётчиков.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа (установка пломб, знаков визуального контроля):
 - счётчика;
 - испытательной коробки;
 - измерительных цепей;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - установка паролей на счётчик;
 - установка паролей на сервер;
 - установка паролей на АРМ пользователей.
- Возможность коррекции времени в:
 - счётчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на 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.
Трансформатор тока	ТЛО-10	10
Трансформатор тока	ТТИ-40	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART2-00 PR	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236 ART 01 PQRS	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR	1
Устройство синхронизации времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	58317473.411711.90001240 27.ФО	1
Методика поверки	-	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) НАО «СВЕЗА Новатор», 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 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

Непубличное акционерное общество «СВЕЗА Новатор» (НАО «СВЕЗА Новатор»)
ИНН 3526016400
Юридический адрес: 162350, Вологодская обл., Великоустюгский р-н, п. Новатор
Телефон: 8 (81738) 712-67
Web-сайт: www.sveza.ru

Изготовитель

Непубличное акционерное общество «СВЕЗА Новатор» (НАО «СВЕЗА Новатор»)
ИНН 3526016400
Адрес: 162350, Вологодская обл., Великоустюгский р-н, п. Новатор
Телефон: 8 (81738) 712-67
Web-сайт: www.sveza.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1
Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75
Факс: 8 (812) 244-10-04
E-mail: letter@rustest.spb.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

в части вносимых изменений

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: +7 (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 «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 52799-13

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока LRB-220

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока LRB-220 (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации измерительным приборам и/или устройствам защиты и управления в электросетях переменного тока промышленной частоты. Применяются в качестве комплектующего изделия для КРУЭ в электросетях 220 кВ.

Описание средства измерений

Трансформаторы сконструированы специально для установки в корпусе КРУЭ и не являются обособленным конструктивным узлом. При этом токопроводы КРУЭ выполняют роль первичных обмоток. Вторичные обмотки размещаются на тороидальных сердечниках, которые помещены на цилиндрическое основание. Характеристики каждого сердечника проверяются. Трансформатор тока может иметь от одной до шести вторичных обмоток измерительных и/или защитных. Их количество, размеры и расположение могут варьироваться в зависимости от конкретных требований. Выводы вторичных обмоток присоединены к проходным контактам, смонтированным на клеммной колодке, на боковой поверхности корпуса. Крышка контактной коробки пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа. Высоковольтная изоляция внутри трансформатора обеспечивается за счет заполнения элегазом. Рабочее давление контролируется датчиком плотности элегаза.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится арабскими цифрами на таблички технических данных на обмотки трансформаторов методом типографской печати и на таблички технических данных КРУЭ методом лазерной гравировки.

Знак поверки на трансформаторы не наносится.

Общий вид трансформаторов и место нанесения заводского номера приведены на рисунке 1.

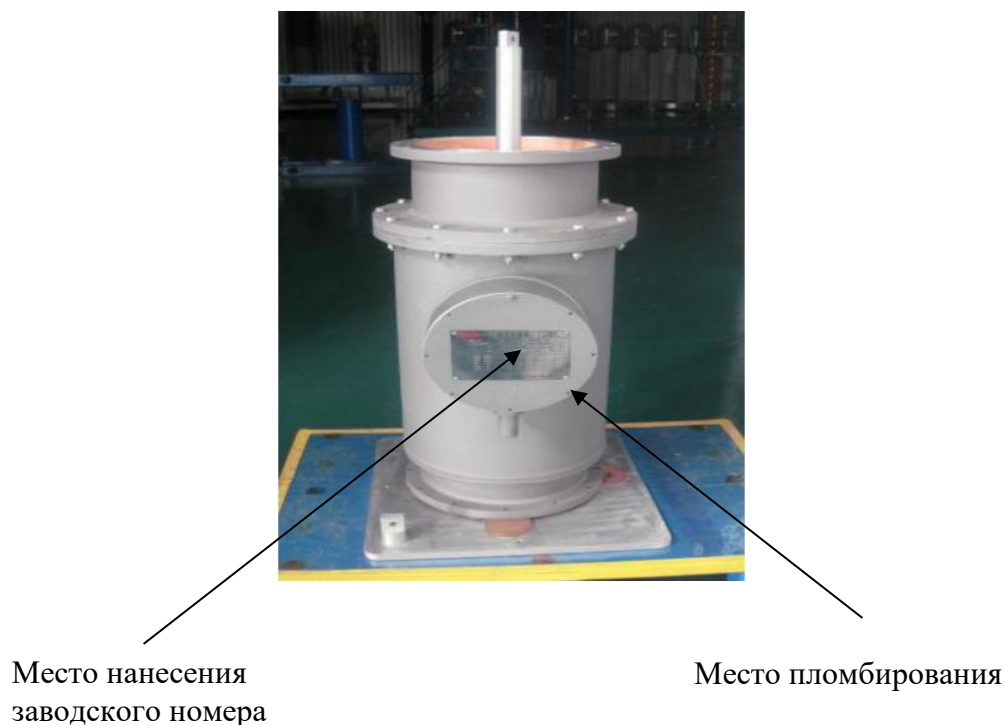


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов
с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики трансформаторов приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики трансформаторов

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальные первичные токи, А	от 100 до 4000
Номинальные вторичные токи, А	5 и 1
Номинальная частота, Гц	50; 60
Номинальные вторичные нагрузки с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos\varphi_2=0,8$, В·А: - обмотки для измерений - обмотки для защиты	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50
Класс точности по ГОСТ 7746-2015 Класс точности по ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 5P; 10P; 5PR; 10PR
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты	10-60
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений	5-10

Таблица 2 – Технические характеристики трансформаторов

Характеристика	Значение
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм	от 650×Ø500×1100 до 750×Ø600×1300
Масса, кг, не более	300
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ4 в диапазоне от минус 30 °С до плюс 45 °С
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	262 800
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на табличку трансформатора методом наклейки и на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерения

Комплект поставки анализаторов приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	LRB-220	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 Руководства по эксплуатации «Трансформаторы тока LRB-220 в составе КРУЭ» фирмы Jiangsu Sieyuan Hertz Instrument Transformer Co. Ltd.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока»;

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Изготовитель

Фирма «Jiangsu Sieyuan Hertz Instrument Transformer Co. Ltd», КНР

Адрес: No.5 West Huimin Road, Economic and Technologies Development Zone, Rugao, People's Republic of China, 226500

Телефон: +86-0513-87303636

Факс: +86-0513-87303599

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 9729315781

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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