

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-100	Е	85932-22	Е-1/100/М, Е-2/100/М, Е-3/100/М, Е-4/100/М	Марийское районное нефтепроводное управление АО "Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	Марийское районное нефтепроводное управление АО "Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Марийское районное нефтепроводное управление АО "Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	ФБУ "Марийский ЦСМ", г. Йошкар-Ола	20.12.2021
2.	Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-20	Е	85933-22	Е-2/20/Б	Марийское районное нефтепроводное управление АО "Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-	Марийское районное нефтепроводное управление АО "Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Марийское районное нефтепроводное управление АО "Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-Верхняя	ФБУ "Марийский ЦСМ", г. Йошкар-Ола	20.12.2021

						Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород				Волга"), г. Нижний Новгород		
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Майкопская ГЭС ООО "ЛУКОЙЛ-Экоэнерго"	Обозначение отсутствует	Е	85934-22	001/22	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Экоэнерго", г. Ростов-на-Дону	ОС	МП 26.51.43/05 /22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	01.04.2022
4.	Газоанализаторы озона	О342е	С	85935-22	1167, 1168, 1169, 1209, 1251, 1259, 1264, 1265, 1266	Фирма "ENVEA", Франция	Фирма "ENVEA", Франция	ОС	МП-242-2468-2022	1 год	Акционерное общество "НеваЛаб" (АО "НеваЛаб"), Ленинградская область, Всеволожский район, г. Всеволожск	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	07.04.2022
5.	Нагрузки электронные	АКИП-1382	С	85936-22	мод. АКИП-1382/5: зав. № 60290601072681000 1, мод. АКИП-1382/1: зав. № 60290601072681001 1	"ITECH ELECTRONIC Co., Ltd", Китай	"ITECH ELECTRONIC Co., Ltd", Китай	ОС	ПР-06-2022МП	1 год	Акционерное общество "Приборы, Сервис, Торговля" (АО "ПриСТ"), г. Москва	АО "ПриСТ", г. Москва	30.03.2022
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	Е	85937-22	258	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ" (ООО	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ" (ООО	ОС	МП-004-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ" (ООО "РУС-	ООО "Метро-Сервис", г. Красноярск	13.04.2022

	ческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР-ГОСБЫТ СИБИРЬ" 5-я очередь					"РУСЭНЕР-ГОСБЫТ ИБИРЬ"), г. Красноярск	"РУСЭНЕР-ГОСБЫТ ИБИРЬ"), г. Красноярск				ЭНЕРГОСБЫТ ИБИРЬ"), г. Красноярск		
7.	Анализаторы серы рентгеновские энергодисперсионные	АСЭ-3	С	85938-22	1	Акционерное Общество "Инновационный центр "Буревестник" (АО "ИЦ "Буревестник"), г. Санкт-Петербург	Акционерное Общество "Инновационный центр "Буревестник" (АО "ИЦ "Буревестник"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП-242-2480-2022	1 год	Акционерное Общество "Инновационный центр "Буревестник" (АО "ИЦ "Буревестник"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	21.04.2022
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергопрогноз" по объектам ООО "БВК" г. Березники	Обозначение отсутствует	Е	85939-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Энергопрогноз" (ООО "Энергопрогноз"), г. Владимир	ОС	МП 7-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	03.03.2022
9.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	Е	85940-22	303/22	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"),	ОС	МП 26.51/133/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	28.04.2022

	ная коммерческого учета электроэнергии ООО "РКС-энерго" по ГТП Пикалевская городская электросеть					"ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Ленинградская область, г. Шлиссельбург				"ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "РКС-энерго" по ГТП Лодейнопольские электрические сети	Обозначение отсутствует	Е	85941-22	304/22	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "РКС-энерго"), "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская область, г. Шлиссельбург	ОС	МП 26.51/134/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	18.03.2022
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южно-Сухокумская СЭС	Обозначение отсутствует	Е	85942-22	1017	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Грин Энерджи Рус" (ООО "Грин Энерджи Рус"), г. Москва	ОС	МП СМО-0704-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	АО "РЭС Групп", Владимирская обл., г. Владимир	11.04.2022
12.	Комплекс	"Вулкан-	Е	85943-22	81	Общество с	Федеральное	ОС	МПЗ	1 год	Федеральное	ФБУ "Перм-	18.03.2022

	измеритель- но- вычисли- тельный	3000"				ограниченной ответственно- стью "Цифро- вой Дракон" (ООО "Циф- ровой Дракон"), г. Москва	казенное предприятие "Пермский пороховой завод" (ФКП "Пермский пороховой завод"), г. Пермь		09.00.00.00 0 МП		казенное пред- приятие "Пермский пороховой за- вод" (ФКП "Пермский пороховой за- вод"), г. Пермь	ский ЦСМ", г. Пермь	
13.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ За- падная	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85944-22	АУВП.411711.ФС .042.07.01	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП- 347-500- 2022	4 года	Акционерное общество "Агентство по прогнозированию балансов в электроэнерге- тике" (АО "АПБЭ"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	07.04.2022
14.	Резервуары горизон- тальные стальные цилиндриче- ские	РГС-100	Е	85945-22	Е-1/100/Д, Е- 2/100/Д, Е-3/100/Д, Е-4/100/Д	Марийское районное нефтепровод- ное управле- ние АО "Транснефть- Верхняя Вол- га" (МРНУ АО "Транснефть- Верхняя Вол- га"), г. Нижний Новгород	Марийское районное нефтепровод- ное управле- ние АО "Транснефть- Верхняя Вол- га" (МРНУ АО "Транснефть- Верхняя Вол- га"), г. Нижний Новгород	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Марийское районное нефтепровод- ное управление АО "Транс- нефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транс- нефть-Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	ФБУ "Марий- ский ЦСМ", г. Йошкар-Ола	20.12.2021
15.	Резервуары горизон- тальные стальные цилиндриче- ские	РГС-100	Е	85946-22	Е-1у/100/П, Е- 2у/100/П, Е- 3у/100/П, Е- 4у/100/П	Марийское районное нефтепровод- ное управле- ние АО	Марийское районное нефтепровод- ное управле- ние АО	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Марийское районное нефтепровод- ное управление АО "Транс-	ФБУ "Марий- ский ЦСМ", г. Йошкар-Ола	20.12.2021

	ские					"Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	"Транснефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород				нефть-Верхняя Волга" (МРНУ АО "Транснефть-Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород		
16.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП "Герасимовское"	Обозначение отсутствует	Е	85947-22	50377	Акционерное общество "Томскнефть" Восточной нефтяной компании (АО "Томскнефть" ВНК), Томская обл., г. Стрежевой	Акционерное общество "Томскнефть" Восточной нефтяной компании (АО "Томскнефть" ВНК), Томская обл., г. Стрежевой	ОС	МП 452-2022	1 год	Акционерное общество "Томскнефть" Восточной нефтяной компании (АО "Томскнефть" ВНК), Томская обл., г. Стрежевой	ФБУ "Томский ЦСМ", г. Томск	28.02.2022

Регистрационный № 85932-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Тип резервуаров - горизонтальные стальные цилиндрические, номинальной вместимостью 100 м³.

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки и двух днищ.

Конструкция резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических по исполнению: одностенных с усеченно-коническими днищами РГС-100, предусматривает подземную установку.

Общий вид площадки размещения, эскиз конструкции подземных резервуаров, фотографии горловин и заводских номеров резервуаров представлены на рисунках 1-4.



Рисунок 1– Общий вид площадки размещения резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100

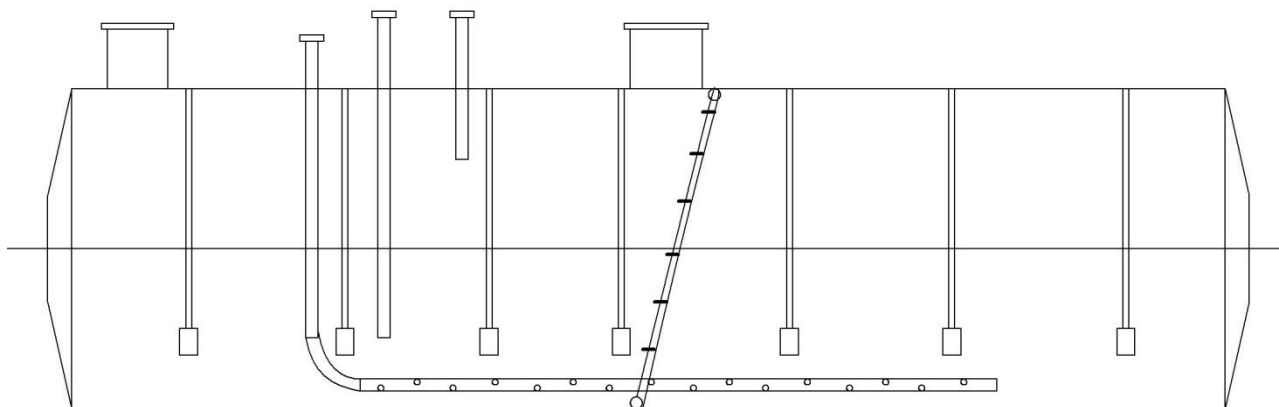


Рисунок 2 – Эскиз конструкции резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктами до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (емкостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Заводской номер указывается в паспорте резервуара и наносится ударным способом на горловину замерного люка.

Резервуары РГС-100 с заводскими номерами Е-1/100/М, Е-2/100/М, Е-3/100/М, Е-4/100/М размещены на площадке нефтеперекачивающей станции «Мелковка» (НПС «Мелковка») Марийского районного нефтепроводного управления АО «Транснефть-Верхняя Волга», по адресу: Республика Марий Эл, Юринский район.

Резервуары оснащены необходимыми техническими устройствами для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефти и нефтепродуктов: приемо-раздаточными патрубками с запорной арматурой и технологическими люками; дыхательными клапанами, устройствами для замера уровня; средствами пожаротушения; молниезащитой и защитой от статического электричества.



Рисунок 3 – Фотографии горловин резервуаров РГС-100 зав. №№ Е-1/100/М, Е-2/100/М, Е-3/100/М, Е-4/100/М



Рисунок 4 – Фотографии заводских номеров резервуаров РГС-100 зав. №№ Е-1/100/М, Е-2/100/М, Е-3/100/М, Е-4/100/М

Пломбирование резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-100	1
Паспорт	-	1
Градуировочная таблица	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-100

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1

Адрес места осуществления деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а

Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)

E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

Изготовитель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1

Адрес места осуществления деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а

Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)

E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл»

(ФБУ «Марийский ЦСМ»)

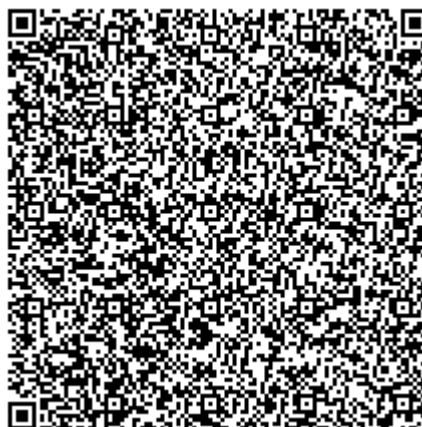
Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Телефон (факс): 8-8362-41-20-18 (8-8362-41-16-94)

Web-сайт: www.maricsm.ru

E-mail: gost@maricsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16 февраля 2017 г.



Регистрационный № 85933-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-20 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Тип резервуара - горизонтальный стальной цилиндрический, номинальной вместимостью 20 м³.

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки и двух днищ, разделенный перегородкой на две камеры (секции). Каждая камера может использоваться для хранения различных видов продуктов.

Конструкция резервуара горизонтального стального цилиндрического по исполнению одностенного с плоскими днищами предусматривает надземное расположение, конструктивной особенностью является наружная теплоизоляция и наличие двух камер (секций).

Общий вид надземного резервуара, а также фотографии замерных люков и заводского номера резервуара представлены на рисунках 1-3.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара горизонтального стального цилиндрического
РГС-20 зав. № Е-2/20/Б

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктами до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Заводской номер указывается в паспорте резервуара и наносится ударным способом на горловину замерного люка.

Резервуар РГС-20 с заводским номером Е-2/20/Б размещен на площадке базы производственного обслуживания (БПО) Марийского районного нефтепроводного управления (далее МРНУ) АО «Транснефть-Верхняя Волга», по адресу: Республика Марий Эл, п. Руэм.

Резервуар оснащен необходимыми техническими устройствами для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефти и нефтепродуктов: прямо-раздаточными патрубками с запорной арматурой и технологическими люками; дыхательными клапанами, устройствами для замера уровня; средствами пожаротушения; молниезащитой и защитой от статического электричества.



Рисунок 2 – Фотография замерных люков резервуара РГС-20 зав. № Е-2/20/Б



Рисунок 3 – Фотография заводского номера резервуара РГС-20 зав. № Е-2/20/Б

Пломбирование резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-20 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20(17+3)
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-20	1
Паспорт	-	1
Градуировочная таблица	-	2

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-20

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1
Адрес места деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а
Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)
E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

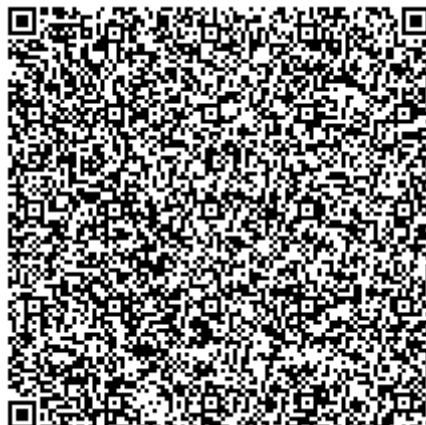
Изготовитель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1
Адрес места деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а
Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)
E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл»
(ФБУ «Марийский ЦСМ»)
Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3
Телефон (факс): 8-8362-41-20-18 (8-8362-41-16-94)
Web-сайт: www.maricsm.ru
E-mail: gost@maricsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16 февраля 2017 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Майкопская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Майкопская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 (ТТ), трансформаторы напряжения (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 контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (УСПД), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), устройство синхронизации времени УСВ-2 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», 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 прав 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:

– 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. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИИК №№ 1 – 13) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИБК. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Цифровой сигнал с выхода счетчика ИИК № 14 по сети GSM поступает на входы ИБК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

ИБК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет Гарантирующему поставщику региона, региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам розничного рынка электроэнергии и мощности (РРЭМ).

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

ИБК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, ИБК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1-13 со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, один раз в сутки выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчика ИИК № 14 со шкалой времени ИБК осуществляется 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИБК равного ± 2 с и более, один раз в сутки выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИБК 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.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 001/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». 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 (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ 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
1	Майкопская ГЭС, ГГ-1 6 кВ	ТПОЛ-10М 300/5, КТ 0,5 Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С70, рег. № 28822-05	УСВ-2, рег. № 82570-21 /HP Proliant DL 380 Gen10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2	Майкопская ГЭС, ГГ-2 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 51679-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С70, рег. № 28822-05	УСВ-2, рег. № 82570-21 / HP Proliant DL 380 Gen10
3	Майкопская ГЭС, ГГ-3 6 кВ	ТПОЛ-10М 400/5, КТ 0,5 Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
4	Майкопская ГЭС, ГГ-4 6 кВ	ТПОЛ-10М 400/5, КТ 0,5 Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
5	Майкопская ГЭС, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Майкопская ГЭС-БВД	ТОЛ-35 III-IV 300/5, КТ 0,5 Рег. № 34016-07	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	ЕА05RAL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
6	Майкопская ГЭС, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Майкопская ГЭС-Южная	ТВИ-35 300/5, КТ 0,5S Рег. № 37159-08	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
7	Майкопская ГЭС, ОРУ 35 кВ, 2 с.ш.. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Майкопская ГЭС- Черемушки	ТВИ-35 400/5, КТ 0,5S Рег. № 37159-08	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
8	Майкопская ГЭС, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, фидер КЛ-1	ТПОЛ-10М 600/5, КТ 0,2S Рег. № 37853-08	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
9	Майкопская ГЭС, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, фидер КЛ-2	ТПОЛ-10М 600/5, КТ 0,2S Рег. № 37853-08	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
10	Майкопская ГЭС, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, фидер КЛ-3 Головной узел	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	Майкопская ГЭС, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, фидер КЛ-4 ТП-75	ТПЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С70, рег. № 28822-05	УСВ-2, рег. № 82570-21 / HP Proliant DL 380 Gen10
12	Майкопская ГЭС, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, фидер КЛ-5 РП-5	ТПЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
13	Майкопская ГЭС, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, фидер КЛ-6 РП-1	ТПФ10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 517-50	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		
14	Майкопская ГЭС, Головной узел, с.ш. 0,4 кВ, ТСН-3	ТОП-0,66 150/5, КТ 0,5 Рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	,	

Примечания:

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

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1-5, 10-13	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
6, 7	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,0	3,7
8, 9	Активная	1,0	1,8
	Реактивная	1,6	3,2
14	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	1,8	5,1

Продолжение таблицы 3

Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) 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 $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C	

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
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, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для сервера ИВК, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - 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 +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М Меркурий 230 ЕвроАльфа УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 90000 50000 35000 70000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03М	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	114
ЕвроАльфа	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее	336
Меркурий 230	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут, сут	85
УСПД СИКОН С70	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК 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 и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВИ-35	6
	ТОЛ-35 III-IV	2
	ТОЛ-НТЗ-10	3
	ТОП-0,66	3
	ТПЛ-10-М	2
	ТПЛМ-10	4
	ТПОЛ-10М	13
	ТПФ10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	6
	ЗНОМ-35-65	6
	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Счетчик электрической энергии	EA05RAL-B-3	1
	EA05RAL-B-4	6
	EA05RL-B-3	5
	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер ИБК	HP Proliant DL 380 Gen10	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/05/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Майкопская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». МВИ 26.51.43/05/22, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

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

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Адрес: 344002, г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405.

Телефон: 8 (863) 210-96-00

E-mail: ecoenergo@lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения
единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию
и метрологии № RA.RU 311281 от 16.11.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85935-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы озона О342е

Назначение средства измерений

Газоанализаторы озона О342е (далее - газоанализаторы) предназначены для измерений массовой концентрации или объёмной доли озона (O_3) в атмосферном воздухе и воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на измерении поглощения озоном ультрафиолетового излучения на длине волны 255 нм. Поглощение рассчитывается как отношение интенсивности излучения, прошедшего через анализируемую среду, к интенсивности излучения, прошедшего через очищенную от озона среду. Содержание озона рассчитывается согласно закону Бугера-Ламберта-Бера.

Газоанализаторы представляют собой одноблочные стационарные одноканальные приборы непрерывного действия.

Конструктивно газоанализаторы выполнены в металлическом корпусе для установки на стол или в стойку.

Результаты измерений выводятся:

- на жидкокристаллический дисплей, расположенный на передней панели;
- на мониторе ПК, подключенного через цифровой выходной интерфейс Ethernet;
- на электронных устройствах, поддерживающих технологию Wi-Fi, имеющих веб-браузер и подключенных к газоанализатору по беспроводной технологии передачи данных Wi-Fi.

Способ отбора пробы – принудительный, за счет встроенного побудителя расхода.

Доступ в режим корректировки показаний газоанализаторов защищен программным способом. В газоанализаторах механические узлы регулировки отсутствуют. Защита от доступа к элементам конструкции не предусмотрена.

Заводской номер газоанализатора указывается на наклейке, расположенной на задней панели газоанализатора в виде цифрового обозначения. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорт.

Газоанализаторы могут выпускаться без дисплея, только с цифровым выходным интерфейсом Ethernet и поддержкой технологии Wi-Fi. Общий вид газоанализатора представлен на рисунках 1-3.

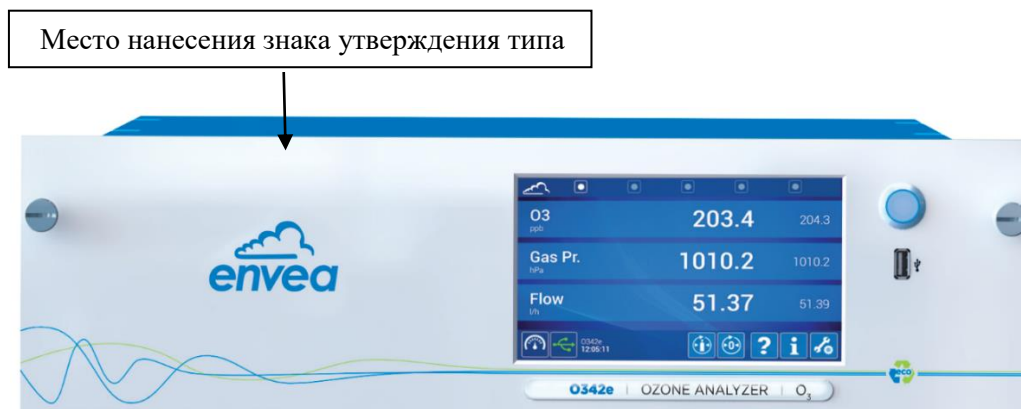


Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора озона O342e с жидкокристаллическим дисплеем



Рисунок 2 – Общий вид газоанализатора озона O342e без жидкокристаллического дисплея



Рисунок 3 – Общий вид задней панели газоанализатора озона O342e

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО).

ПО осуществляет функции:

- расчет содержания определяемого компонента;
- отображение результатов измерений на дисплее;
- передачу результатов измерений по интерфейсу связи с компьютером;
- контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и калибровочных констант;
- контроль общих неисправностей (связь, конфигурация);
- контроль архивации измерений;
- отображение результатов измерений и управление по цифровому интерфейсу Ethernet или каналу Wi-Fi на ПК или электронных устройствах;
- контроль внешней связи Ethernet, USB, Wi-Fi.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	O342e
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.k
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний объемной доли (массовой концентрации) озона, млн ⁻¹ (мг/м ³)	от 0 до 10 (от 0 до 20)
Диапазон измерений объемной доли (массовой концентрации) озона, млн ⁻¹ (мг/м ³)	от 0 до 0,015 включ. св. 0,015 до 10 (от 0 до 0,032 включ. св. 0,032 до 20)
Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности измерений объемной доли (массовой концентрации) озона, %, в диапазоне от 0 до 0,015 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,032 мг/м ³ включ.)	±15
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объемной доли (массовой концентрации) озона, %, в диапазоне св. 0,015 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,032 до 20 мг/м ³ включ.)	±15
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,25
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния содержания неизмеряемых компонентов, указанных в таблице 3, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от изменения относительной влажности относительно нормальных условий измерений, в долях основной погрешности	±0,4
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от изменения температуры окружающей среды относительно нормальных условий измерений, в долях основной погрешности	±0,4
Нормальные условия измерений: -температура окружающей среды, °С -относительная влажность окружающего воздуха, %, не более -диапазон атмосферного давления, кПа	от +15 до +25 80 от 98 до 104,6

Примечания

1 Газоанализаторы обеспечивают измерение ПДК озона с точностью, указанной в п. 3.1.2 и 4.43 Постановления Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

2 Предельно допустимые концентрации озона в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21:

- в воздухе рабочей зоны 0,1 мг/м³;
- в атмосферном воздухе (максимальная разовая) 0,16 мг/м³;
- в атмосферном воздухе (среднесуточная) 0,1 мг/м³.

Наименование характеристики	Значение
¹⁾ Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева газоанализатора, мин, не более	30
Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	300
Напряжение питания от сети переменного тока, В	230±23
Частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	560
Средняя наработка до отказа, ч	25000
Средний срок службы, лет	10
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от 20 до 95 от 84 до 106,7
Содержание неизмеряемых компонентов, мг/м ³ , не более: - хлороводород (HCl) - сероводород (H ₂ S)	5 10
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	606 483 133
Масса, кг, не более:	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на корпус газоанализаторов в виде наклейки, как указано на рисунках 1-2.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность газоанализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор озона	O342e	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Комплект запасных частей ¹⁾	-	1 шт.

¹⁾ В комплект поставки газоанализаторов комплект запасных частей входит по отдельному заказу.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «Газоанализаторы озона O342e. Руководство по эксплуатации», п.п. 3.1.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.12.2020 № 2315

Постановление Правительства Российской Федерации № 1847 от 16 ноября 2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, п. 3.1.2 и 4.43

Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы, ч. III, Раздел 6

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ Р 50760-95 Анализаторы газов и аэрозолей для контроля атмосферного воздуха. Общие технические условия

Стандарт предприятия

Правообладатель

Фирма «ENVEA», Франция

Адрес: 111, Boulevard Robespierre 78304 Poissy Cedex, France

Изготовитель

Фирма «ENVEA», Франция

Адрес: 111, Boulevard Robespierre 78304 Poissy Cedex, France

Испытательный центр

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

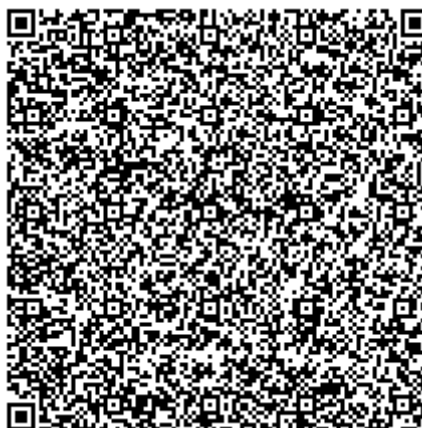
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85936-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Нагрузки электронные АКИП-1382

Назначение средства измерений

Нагрузки электронные АКИП-1382 (далее по тексту – нагрузки) предназначены для формирования электрического сопротивления с одновременным измерением входных величин (напряжения и силы постоянного тока, электрической мощности постоянного тока).

Описание средства измерений

Принцип действия нагрузок основан на формировании электрического сопротивления переменной величины, значение которого изменяется в соответствии с измеренными значениями напряжения и силы постоянного тока на входе нагрузок и выбранными режимами работы. Управление и контроль над режимами работы нагрузок осуществляет встроенный микроконтроллер. Установка значений параметров производится с помощью кнопок и регуляторов, расположенных на лицевой панели нагрузок.

Конструктивно нагрузки представляют собой лабораторные приборы настольного исполнения с возможностью установки в приборную стойку, состоящие из шасси и устанавливаемых в них модулей. На передней панели расположены: вакуумно-флуоресцентный дисплей, кнопки управления, энкодер для регулировки параметров. На задней панели нагрузок расположены: входные клеммы, клеммы для подключения обратной связи, разъем питания, разъемы для параллельного соединения нагрузок, интерфейсы дистанционного управления.

Нагрузки изготавливаются в следующих модификациях: АКИП-1382, АКИП-1382/1, АКИП-1382/2, АКИП-1382/3, АКИП-1382/4, АКИП-1382/5, АКИП-1382/6, АКИП-1382/7. Модификации нагрузок отличаются максимальной электрической мощностью, количеством измерительных каналов, диапазонами силы тока и напряжения. Нагрузки являются модульными и предназначены для работы только в составе шасси: IT8701 – на 2 модуля, IT8702 или IT8703 – на 4 модуля. Шасси IT8703 является блоком расширения и требует подключения к головному шасси IT8702.

Нагрузки обеспечивают работу в режимах стабилизации силы постоянного тока, стабилизации напряжения постоянного тока, стабилизации мощности постоянного тока и стабилизации электрического сопротивления.

Общий вид нагрузок, места нанесения знака утверждения типа и пломбировки представлены на рисунках 1 и 2. Пломба наносится на один из крепежных винтов на корпусе шасси. Пломбировка может осуществляться производителем, ремонтной организацией, поверяющей организацией или организацией, эксплуатирующей данное средство измерений.

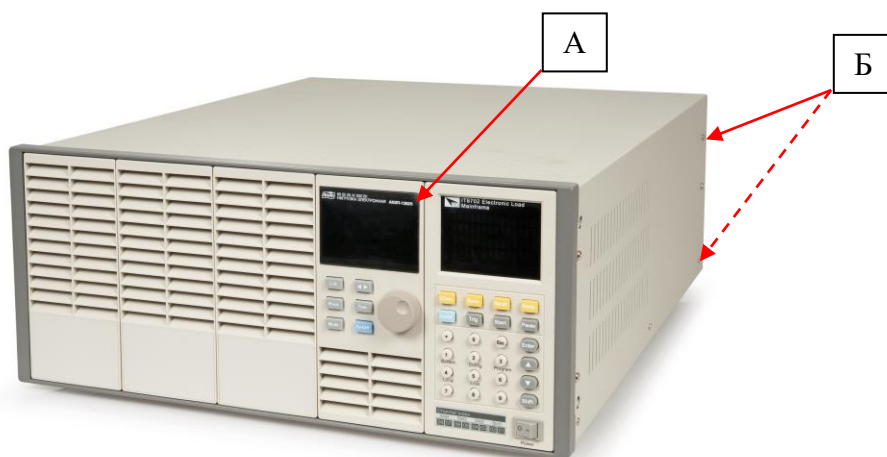


Рисунок 1 – Общий вид нагрузок в составе шасси IT8702 и установленного в него модуля АКИП-1382/5, место нанесения знака утверждения типа (А) и место пломбировки от несанкционированного доступа (Б)

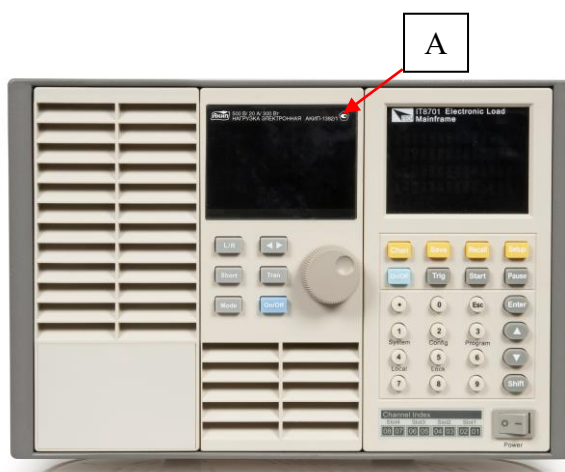


Рисунок 2 – Общий вид нагрузок в составе шасси IT8702 и установленного в него модуля АКИП-1382/1, место нанесения знака утверждения типа (А)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) нагрузок установлено в памяти внутреннего контроллера и служит для управления режимами работы, выбора встроенных измерительных и вспомогательных функций.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ITECH Ltd.
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.00

Метрологические и технические характеристики нагрузок
представлены в таблицах 2 – 6.

Таблица 2 – Метрологические характеристики¹⁾ нагрузок в режиме стабилизации напряжения

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны установки и измерения напряжения (нижний диапазон / верхний диапазон), В - модификации АКИП-1382, АКИП-1382/2, АКИП-1382/4, АКИП-1382/5, АКИП-1382/6 - модификации АКИП-1382/1, АКИП-1382/3 - модификация АКИП-1382/7	от 0 до 18 / от 0 до 80 от 0 до 18 / от 0 до 500 от 0,1 до 50,0 / от 0,1 до 500,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки напряжения, В ²⁾ - модификации АКИП-1382, АКИП-1382/2, АКИП-1382/3, АКИП-1382/4, АКИП-1382/5, АКИП-1382/6 - модификация АКИП-1382/1: - нижний диапазон - верхний диапазон - модификация АКИП-1382/7	$\pm(0,0005 \cdot U_{уст}^3) + 0,00025 \cdot U_{пр}^4)$ $\pm(0,0005 \cdot U_{уст} + 0,0002 \cdot U_{пр})$ $\pm(0,0005 \cdot U_{уст} + 0,00025 \cdot U_{пр})$ $\pm(0,0005 \cdot U_{уст} + 0,0005 \cdot U_{пр})$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения, В	$\pm(0,00025 \cdot U_{изм}^5) + 0,00025 \cdot U_{пр})$
Примечания: ¹⁾ У двухканальных нагрузок (модификации АКИП-1382/5, АКИП-1382/6, АКИП-1382/7) метрологические характеристики обоих измерительных каналов совпадают, если не указано иного; ²⁾ Формулы расчета пределов допускаемой абсолютной погрешности верхнего и нижнего диапазонов совпадают, если не указано иного; ³⁾ $U_{уст}$ – установленное значение напряжения, В; ⁴⁾ $U_{пр}$ – верхняя граница выбранного диапазона, В; ⁵⁾ $U_{изм}$ – измеренное значение напряжения, В.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики нагрузок в режиме стабилизации силы тока

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны установки и измерения силы тока (нижний диапазон / верхний диапазон), А - модификация АКИП-1382 - модификации АКИП-1382/1, АКИП-1382/5 - модификация АКИП-1382/2 - модификация АКИП-1382/3 - модификация АКИП-1382/4 - модификация АКИП-1382/6 - модификация АКИП-1382/7	от 0 до 4 / от 0 до 40 от 0 до 3 / от 0 до 20 от 0 до 6 / от 0 до 60 от 0 до 3 / от 0 до 30 от 0 до 12 / от 0 до 120 от 0 до 4,5 / от 0 до 45,0 от 0 до 3 / от 0 до 15

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Разрешение при установке/измерении силы тока, А - модификации АКИП-1382, АКИП-1382/4: - нижний диапазон - верхний диапазон - модификации АКИП-1382/1, АКИП-1382/3, АКИП-1382/5, АКИП-1382/7: - нижний диапазон - верхний диапазон - модификации АКИП-1382/ АКИП-1382/6: - нижний диапазон - верхний диапазон	 0,001/0,0001 0,01/0,001 0,0001/0,00001 0,001/0,0001 0,0001/0,0001 0,001/0,001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки и измерения силы тока, А	$\pm(0,0005 \cdot I_{уст}(I_{изм})^1 + 0,0005 \cdot I_{пр}^2)$
Примечания: 1) $I_{уст}(I_{изм})$ – установленное или измеренное значение силы тока, А; 2) $I_{пр}$ – верхняя граница выбранного диапазона, А.	

Таблица 4 – Метрологические характеристики нагрузок в режиме стабилизации мощности¹⁾

Наименование характеристики	Значение
Диапазон установки и измерения мощности, Вт - модификация АКИП-1382 - модификация АКИП-1382/1, модификация АКИП-1382/6 - модификация АКИП-1382/2 - модификация АКИП-1382/3 - модификация АКИП-1382/4 - модификация АКИП-1382/5, модификация АКИП-1382/7	 от 0 до 200 от 0 до 300 от 0 до 400 от 0 до 500 от 0 до 600 от 0 до 250 ²⁾
Разрешение при установке и измерении мощности, Вт	0,01
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки и измерения мощности, Вт	$\pm(0,002 \cdot P_{уст}(P_{изм})^3 + 0,002 \cdot P_{пр}^4)$
Примечания: 1) Метрологические характеристики нормируются при значениях входного напряжения/тока не ниже 10 % от верхней границы диапазона; 2) Максимальная мощность одного канала составляет 250 Вт. Суммарная мощность обоих каналов не превышает 300 Вт; 3) $P_{уст}(P_{изм})$ – установленное или измеренное значение мощности, Вт; 4) $P_{пр}$ – верхняя граница диапазона установки мощности, Вт.	

Таблица 5 – Метрологические характеристики нагрузок в режиме стабилизации сопротивления¹⁾

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны установки сопротивления, Ом - нижний диапазон: - модификации АКИП-1382, АКИП-1382/2, АКИП-1382/5, АКИП-1382/6 - модификация АКИП-1382/1 - модификации АКИП-1382/3, АКИП-1382/4 - модификация АКИП-1382/7 - верхний диапазон (все модификации)	от 0,05 до 10,00 включ. от 0,25 до 10,00 включ. от 0,2 до 10,0 включ. от 0,3 до 10,0 включ. св. 10 до 7500 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки сопротивления ²⁾ , См ³⁾ - нижний диапазон - верхний диапазон	$\pm(0,0001 \cdot G_{уст} + 0,08)^{4)}$ $\pm(0,0001 \cdot G_{уст} + 0,0008)$
Примечания: ¹⁾ Метрологические характеристики нормируются при значениях входного напряжения/тока не ниже 10 % от верхней границы диапазона; ²⁾ Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки электрического сопротивления для всех нагрузок нормируются в диапазоне до 1 кОм; ³⁾ Допускаемая погрешность установки сопротивления выражается через проводимость; ⁴⁾ Расчет допускаемых пределов при установке электрического сопротивления осуществляется по формуле $\pm 1/(0,0001 \cdot G_{уст} + 0,08)$ для нижнего диапазона и $\pm 1/(0,0001 \cdot G_{уст} + 0,0008)$ для верхнего, где $G_{уст}$ – значение проводимости, полученное расчетным способом из установленного значения сопротивления $R_{уст}$: $G_{уст} = 1/R_{уст}$, См.	

Таблица 6 – Технические характеристики нагрузок

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов - модификации АКИП-1382, АКИП-1382/1, АКИП-1382/2, АКИП-1382/3, АКИП-1382/4 - модификации АКИП-1382/5, АКИП-1382/6, АКИП-1382/7	1 2
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более - нагрузка АКИП-1382, АКИП-1382/1, АКИП-1382/2, АКИП-1382/3, АКИП-1382/4, АКИП-1382/5, АКИП-1382/6, АКИП-1382/7 - шасси IT8701 - шасси IT8702, IT8703	82×183×573 283×183×549 445×183×549
Масса, кг, не более - нагрузка АКИП-1382, АКИП-1382/1, АКИП-1382/2, АКИП-1382/3, АКИП-1382/4, АКИП-1382/5, АКИП-1382/6, АКИП-1382/7 - шасси IT8701, IT8702, IT8703	5 10
Напряжение питающей сети, В	от 99 до 121 от 198 до 242
Частота питающей сети, Гц	50 или 60

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +18 до +28 70
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от 0 до +40 80

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель нагрузок методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность нагрузок

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Нагрузка электронная	модификация (по заказу): АКИП-1382, АКИП-1382/1, АКИП-1382/2, АКИП-1382/3, АКИП-1382/4, АКИП-1382/5, АКИП-1382/6, АКИП-1382/7	по заказу
Шасси	модификация (по заказу): IT8701, IT8702, IT8703	по заказу
Кабель питания	-	по заказу
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Назначение и общие сведения» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3457 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы;

Приказ Росстандарта от 01.10.2018 № 2091 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А;

Стандарт предприятия на нагрузки электронные АКИП-1382, Certificate No. 00120Q33786R2M/3200.

Правообладатель

"ITECH ELECTRONIC Co., Ltd", Китай

Адрес: Building 1, #108 Xishanqiao Nanlu, Nanjing City (210039) CHINA

Телефон: + 4006-025-0005

Факс: + 025-52415268

Web-сайт: www.itechate.com

Изготовитель

"ITECH ELECTRONIC Co., Ltd", Китай

Адрес: Building 1, #108 Xishanqiao Nanlu, Nanjing City (210039) CHINA

Телефон: + 4006-025-0005

Факс: + 025-52415268

Web-сайт: www.itechate.com

Испытательный центр

Акционерное общество "Приборы, Сервис, Торговля" (АО "ПриСТ")

Адрес: 119071, г. Москва, 2-й Донской проезд, д. 10, стр. 4, комн. 31

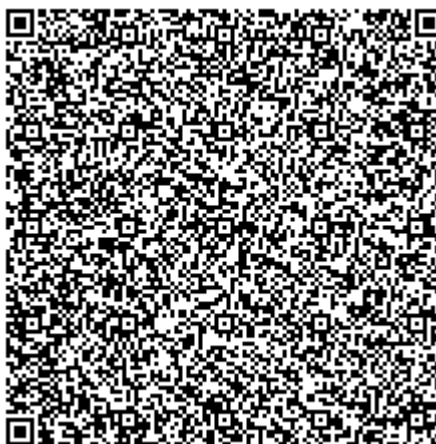
Телефон: +7(495) 777-55-91

Факс: +7(495) 640-30-23

Web-сайт: <http://www.prist.ru>

E-mail: prist@prist.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации № RA.RU.312058.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85937-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 5-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 5-я очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

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

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

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

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

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в

распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

АРМ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» с ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» создан на базе ПО «Пирамида 2.0».

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

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

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

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

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

Передача информации об энергопотреблении от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» производится путем межсистемного обмена посредством АРМ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ».

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 7. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют

синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

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

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

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

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

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

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

Заводской номер системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 5-я очередь 258, указывается в формуляре АИИС КУЭ. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются: ПО «Энергия Альфа 2», ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО «Пирамида 2.0». Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО «Пирамида 2.0» и измерительную информацию, что соответствует уровню «высокий» (в соответствии с Р 50.2.077-2014). ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР», что соответствует уровню «средний» (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Метрологически значимые части ПО приведена в таблице 1-4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1

Продолжение таблицы 4

1	2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5) BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunctions.dll ComModbusFunctions.dll ComStdFunctions.dll DateTimeProcessing.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcessing.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 5-6

Таблица 5 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ, УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Кошурниково тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая - Курагинс тяговая	ТГФ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 800/1 Рег. № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном- 50М Рег. №68916-17 Метроном- 50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег.№ 51644-12
2	ПС 220 кВ Кошурниково тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая - Крол тяговая	ТГФ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 800/1 Рег. № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
3	ПС 220 кВ Красная сопка тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ, ВЛ 220 кВ Назаровская ГРЭС - Красная сопка тяговая с отпайкой на ПС Красная сопка	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12
4	ПС 220 кВ Красная сопка тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ, ВЛ 220 кВ Красная сопка тяговая - Ужур	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	Метроном- 50М Рег. №68916-17 Метроном- 50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег.№ 51644-12
5	ПС 220 кВ Крол тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая - Крол тяговая	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 400/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном- 50М Рег. №68916-17 Метроном- 50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег.№ 51644-12
6	ПС 220 кВ Крол тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая - Крол тяговая	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 400/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
7	ПС 220 кВ Саянская тяговая, ОРУ 220 кВ, II СШ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Саянская тяговая - Мана тяговая	ТОГФ 220-III КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 61432-15	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
8	ПС 220 кВ Саянская тяговая, ОРУ 220 кВ, I СШ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Камала-1-Саянская тяговая № 1	ТГФ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 60353-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
9	ПС 220 кВ Саянская тяговая, ОРУ 220 кВ, I СШ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Саянская тяговая - Кравченко тяговая	ТОГФ 220-III КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 61432-15	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 60353-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСБ-3 Рег. №51644-12 Метроном- 50М Рег. №68916-17 Метроном- 50М Рег. №68916-17 УСБ-3 Рег.№ 51644-12
10	ПС 220 кВ Саянская тяговая, ОРУ 220 кВ, II СШ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Камала-1 - Саянская тяговая № 2	ТОГФ 220-III КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 61432-15	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
11	ПС 220 кВ Мана тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Мана тяговая - Щетинкино тяговая	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
12	ПС 220 кВ Мана тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Саянская тяговая - Мана тяговая	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
13	ПС 220 кВ Крупская тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Минусинская- опорная - Крупская тяговая	ТГФ 220-II* КТ 0,2S К _{ТТ} = 800/1 Рег. № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 27524-04	
14	ПС 220 кВ Крупская тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Ирбинская - Крупская тяговая	ТГФ 220-II* КТ 0,2S К _{ТТ} = 800/1 Рег. № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
15	ПС 220 кВ Кравченко тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая - Крол тяговая	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S КТТ= 400/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 КТН = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном- 50М Рег. №68916-17 Метроном- 50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег.№ 51644-12
16	ПС 220 кВ Кравченко тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ 220 кВ, ВЛ-220 кВ Саянская тяговая - Кравченко тяговая	ТГФМ 220-II* УХЛ1 КТ 0,2S КТТ= 400/1 Рег. № 80978-21	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 КТН = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
17	ПС 220 кВ Курагино тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Минусинская- опорная – Курагино тяговая	ТГФ 220-II* КТ 0,2S КТТ= 800/1 Рег. № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 КТН = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
18	ПС 220 кВ Курагино тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая - Курагино тяговая	ТГФ 220-II* КТ 0,2S КТТ= 800/1 Рег. № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 КТН = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
19	ПС 220 кВ Щетинкино тяговая, ОРУ 220 кВ, 2 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Ирбинская - Щетинкино тяговая	ТГФМ 220II* КТ 0,2S КТТ= 600/1 Рег. № 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 КТН = 220000/√3:100/√3 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
20	ПС 220 кВ Щетинкино тяговая, ОРУ 220 кВ, 1 СШ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Мана тяговая - Щетинкино тяговая	ТГФМ 220П* КТ 0,2S $K_{\text{ТТ}} = 600/1$ Рег. № 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 $K_{\text{ТН}} = 220000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном- 50М Рег. №68916-17 Метроном- 50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег.№ 51644-12
21	ПС 220 кВ Курагино тяговая, РУ 10 кВ, СШ 10 кВ, Ф. №2 10 кВ	ТЛП-10 КТ 0,5S $K_{\text{ТТ}} = 100/5$ Рег. № 30709-05	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 $K_{\text{ТН}} = 10000/100$ Рег. № 831-69	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик
- 2 Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1,2,3,4,5,6,11,12,15, 16,17,18,19,20	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,2$	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$
7,8,9,10	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,2$	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$
13,14	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,2$	$\pm 1,4$ $\pm 2,4$
21	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,3$ $\pm 5,5$

Примечание:

В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№1-21 от +10 °С до +30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С: для счетчиков СЭТ-4 ТМ.03, Альфа А2, °С для счетчиков Альфа А1800, °С	от 80 до 115 от 2 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от -40 до +60 от -40 до +65
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №1-21 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, УСПД, УССВ, °С Магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от -20 до +25 от +10 до +30 от +18 до +22 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: • Электросчетчики: для счетчиков СЭТ-4 ТМ.03 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков Альфа А1800, Альфа А2 - 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 • УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: УСВ-3 ССВ-1Г Метроном-50М - среднее время восстановления работоспособности, ч: • УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч: RTU-327 ЭКОМ 300 - среднее время восстановления работоспособности, ч: RTU-327 ЭКОМ 300	90000 2 120000 2 70000 1 45000 22000 100000 1 35000 100000 2 24

Продолжение таблицы 7

1	2
Глубина хранения информации • Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее • УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее • Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	1200 30 45 5 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность (функция автоматизирована):
- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФ 220-II*	18
Трансформатор тока	ТГФ 220-II*	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220 II*	6
Трансформатор тока	ТГФМ-220 II* УХЛ1	24
Трансформатор тока	ТОГФ-220III	9
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	51
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	1
Счетчик электрической энергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
Счетчик электрической энергии	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4 ТМ.03	2
Счетчик электрической энергии	A2R2-3-L-C25-T	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	2
Устройство синхронизации системного времени	ССВ-1Г	1
Устройство синхронизации системного времени	Метроном-50М	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU327	2
Программное обеспечение	ПО «Энергия Альфа 2»	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПО «ГОРИЗОНТ»	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-Формуляр	2465115953.411711.258.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-

измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 5-я очередь, аттестованном ООО «МетроСервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 5-я очередь

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

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

Правообладатель:

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

Адрес: 660049, г. Красноярск, ул. Богграда, д. 12, пом. 48
ИНН 2465115953

Изготовитель:

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

Адрес: 660049, г. Красноярск, ул. Богграда, д. 12, пом. 48
ИНН 2465115953

Испытательный центр:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц:
№ RA.RU.311779



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85938-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы серы рентгеновские энергодисперсионные АСЭ-3

Назначение средства измерений

Анализаторы серы рентгеновские энергодисперсионные АСЭ-3 предназначены для измерений массовой доли серы в нефти и нефтепродуктах, таких как неэтилированный бензин, дизельное топливо, сырая нефть, керосин, нефтяные остатки, основы смазочных масел, гидравлические масла, реактивные топлива и другие дистиллятные нефтепродукты.

Описание средства измерений

Анализаторы серы рентгеновские энергодисперсионные АСЭ-3 (далее - анализаторы) представляют собой стационарные настольные приборы модульной архитектуры. Измерения проводятся в воздушной среде. Для повышения чувствительности анализа в области малых концентраций серы, анализаторы могут быть подключены к системе подачи гелия для прокачки измерительного объема. Для управления и обработки информации используется встроенный модуль высокопроизводительного процессора.

Принцип действия анализаторов основан на измерении интенсивности рентгеновского характеристического излучения серы от стандартного образца или исследуемой пробы и интенсивности рассеянного излучения углеводородной матрицы, являющейся основой образца. Измеренное значение интегральной интенсивности характеристической линии серы пропорционально ее концентрации в образце. Излучение рентгеновской трубки с прострельным анодом направляется на образец, возбуждает в нем флуоресцентное характеристическое излучение, которое фиксируется по нормали счетчиком. Перед счетчиком установлен фильтр рентгеновского излучения, предназначенный для селективного пропускания флуоресцентного характеристического излучения серы. Флуоресцентное характеристическое излучение серы регистрируется газовым пропорциональным счетчиком, и преобразуется в нем в электрический сигнал, который затем поступает на вход предусилителя. Далее импульс напряжения усиливается регулируемым усилителем, формируется и поступает в аналого-цифровой преобразователь (АЦП). На выходе АЦП формируется цифровой код, соответствующий амплитуде импульса и определяющий номер канала многоканального анализатора, в который заносится единица, обозначающая факт регистрации импульса. Частота следования импульсов определенной амплитуды соответствует концентрации серы в образце. Последовательность импульсов различной амплитуды образует спектр излучения образца.

Камера образцов оборудована устройством автоматической пробоподачи и обеспечивает максимальную загрузку четырех образцов

В состав анализаторов входит встроенное программное обеспечение «Программный комплекс анализатора серы ASX», с помощью которого выполняется управление анализатором, обработка спектра, автоматическое вычисление массовой доли серы в образцах. Вывод инфор-

мации на встроенный дисплей или на внешний принтер, который подключается через USB порт на задней панели анализатора, производится встроенным модулем высокопроизводительного процессора.

Маркировка анализатора выгравирована методом лазерной гравировки на фирменной табличке, которая крепится к задней панели анализатора, и содержит следующую информацию: товарный знак предприятия-изготовителя, наименование и обозначение типа СИ, заводской номер, номер ТУ, знак утверждения типа, единый знак обращения продукции на рынке ЕАЭС, напряжение питания, частота, число фаз, потребляемая мощность, масса, степень защиты по ГОСТ 14254, надпись “СДЕЛАНО В РОССИИ”. На передней панели анализатора нанесены обозначение типа СИ; товарный знак предприятия-изготовителя. Место маркировки указано на рисунке 2.

Заводской номер в формате цифрового обозначения, идентифицирующий каждый экземпляр анализатора, указывается на фирменной табличке, которая крепится к задней панели анализатора. Вид фирменной таблички с заводским номером указан на рисунке 4.

Общий вид анализаторов серы рентгеновских энергодисперсионных АСЭ-3 приведен на рисунке 1.

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

На этапе изготовления и ввода в эксплуатацию после настройки характеристик анализатора выполняется пломбировка: в углублении, на переднем левом винте крепления корпуса к поддону, на мастике битумной нанесена пломба отдела технического контроля. Последующие изменения настроек анализатора, способные привести к искажениям метрологически значимой части ПО СИ и результатов измерений, становятся невозможными. Место пломбирования указано на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид анализаторов серы рентгеновских энергодисперсионных АСЭ-3



Рисунок 2 – Место маркировки и место нанесения знака утверждения типа анализаторов серы рентгеновских энергодисперсионных АСЭ-3

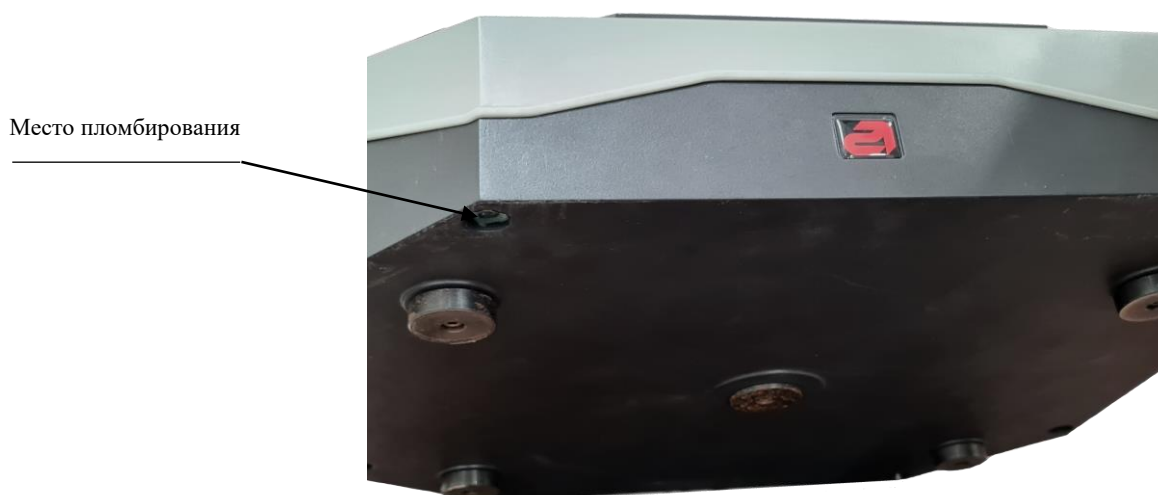


Рисунок 3 – Место пломбирования анализаторов серы рентгеновских энергодисперсионных АСЭ-3

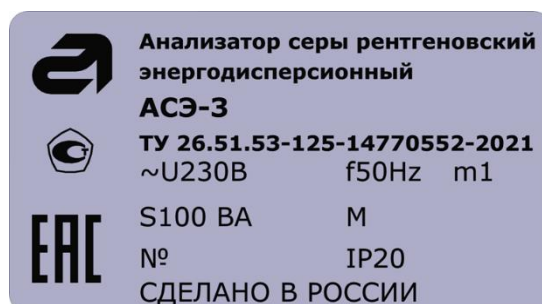


Рисунок 4 – Вид фирменной таблички с заводским номером анализаторов серы рентгеновских энергодисперсионных АСЭ-3

Программное обеспечение

Анализаторы серы рентгеновские энергодисперсионные АСЭ-3 оснащаются встроенным программным обеспечением «Программный комплекс анализатора серы ASX». Программным образом осуществляется настройка и управления анализатором, отслеживание и фиксация

в журнале ошибочных ситуаций, проведения количественного анализа, запоминание результатов анализа, обработка выходной информации, печать результатов анализа. ПО «Программный комплекс анализатора серы ASX» в составе одного исполняемого модуля является полностью метрологически значимыми. Уровень защиты ПО «Программный комплекс анализатора серы ASX» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» уровню по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО «Программный комплекс анализатора серы ASX» на метрологические характеристики анализаторов серы рентгеновских энергодисперсионных АСЭ-3 учтено при их нормировании. Идентификационные данные ПО «Программный комплекс анализатора серы ASX» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Программный комплекс анализатора серы ASX»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Программный комплекс анализатора серы ASX»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0.1
Цифровой идентификатор метрологически значимого файла ПО	67E07B3D (исполняемый модуль ОС на базе GNU/Linux для версии 3.0.1)
Алгоритм расчета цифрового идентификатора	CRC 32
Примечание: после последней цифры номера версии, указанной в таблице, допускаются дополнительные цифровые и/или буквенные суффиксы	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массовой доли серы, млн ⁻¹ ¹⁾	от 5 до 50000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли серы ²⁾ , млн ⁻¹ , в поддиапазонах измерений:	± (0,124·C+2,9)
от 5 млн ⁻¹ до 25 млн ⁻¹ включ.	
св. 25 млн ⁻¹ до 50000 млн ⁻¹ включ.	± (0,04·C+5)
¹⁾ содержание серы может быть представлено в единицах массовой доли, выраженной в млн ⁻¹ (мг/кг, ppm), путем пересчета 1 % = 10000 млн ⁻¹ ;	
²⁾ C - массовая доли серы, млн ⁻¹	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	455×490×215
Масса, кг, не более	20
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Электрическое питание осуществляется от сети переменного тока: диапазон напряжения, В частотой, Гц	от 207 до 253 от 49 до 51
Время установления рабочего режима, мин, не более	90
Время непрерывной работы анализатора, ч, не менее	17
Срок службы, лет, не менее	8
Средняя наработка анализатора на отказ, ч	15000
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более	от +10 до +35 от 84,0 до 106,7 80

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на фирменную табличку, которая крепится к задней панели анализатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор серы рентгеновский энергодисперсионный АСЭ-3 с установленным ПО «Программный комплекс анализатора серы ASX» ТА23.00222-01-12	ТА03.1.211.115	1 шт.
Кабель CE-502/CE-601S для подключения анализатора к электрической сети		1 шт.
Комплект запасных частей, инструмента, принадлежностей и сменных частей согласно ведомости, ТА03.1.211.115ЗИ.		1 комплект
Комплект эксплуатационных документов согласно ведомости ТА03.1.211.115ВЭ		1 комплект
Ведомость эксплуатационных документов	ТА03.1.211.115ВЭ	1экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 10 документа «Анализаторы серы рентгеновские энергодисперсионные АСЭ-3. Руководство по эксплуатации» ТА03.1.211.115 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.53-125-14770552-2021. Анализаторы серы рентгеновские энергодисперсионные АСЭ-3. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное Общество «Инновационный центр «Буревестник» (АО «ИЦ «Буревестник»)
ИНН 7814687586

Адрес: 197350, г. Санкт-Петербург, ул. Летчика Паршина, дом 3 строение 1

Телефон: +7 (812) 676-10-01, факс: +7 (812) 606-10-528-66-33

Web-сайт: www.bourevestnik.ru

E-mail: bourevestnik@bourevestnik.spb.ru

Изготовитель

Акционерное Общество «Инновационный центр «Буревестник» (АО «ИЦ «Буревестник»)
ИНН 7814687586

Адрес: 197350, г. Санкт-Петербург, ул. Летчика Паршина, дом 3 строение 1

Телефон: +7 (812) 676-10-01, факс: +7 (812) 606-10-528-66-33

Web-сайт: www.bourevestnik.ru

E-mail: bourevestnik@bourevestnik.spb.ru

Испытательный центр

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

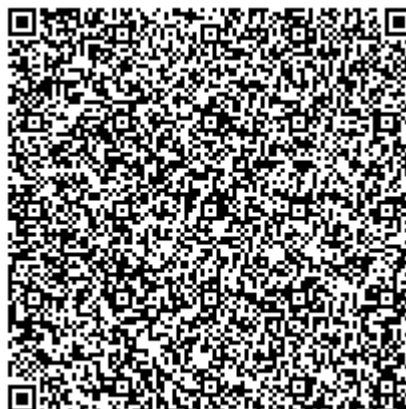
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: +7 (812) 251-76-01, факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85939-22

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «БВК» г. Березники

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «БВК» г. Березники предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 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), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «БВК» г. Березники.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1.33167
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	РП-17 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
2	РП-17 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТПЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
3	РП-17 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.18	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
4	РП-17 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.15	ТПЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
5	РП-17 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.19	ТПЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
6	ГНС ГОС 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ГНС ГОС 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
8	ТП-334 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	ТП-334 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
10	ТП-335 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
11	ТП-335 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
12	ТП-339 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
13	ТП-339 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ТП-358 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССБ: УСБ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
15	ТП-358 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
16	ТП-362 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
17	ТП-359 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
18	ТП-360 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
19	ТП-361 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
20	ТП-363 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ТП-364 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
22	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
23	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7	ТПЛ 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
24	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 10	ТПЛ 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
25	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
26	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 35	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
27	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 27	ТПЛ-10-М 300/5 Кл. т. 0,5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 30	ТПЛ 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
29	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 25	ТПЛ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
30	ТП-62 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ 0,4 кВ Насосная № 10	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
31	ТП-62 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ 0,4 кВ Насосная № 10	Т-0,66 У3 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
32	ТП-206 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ 0,4 кВ Насосная № 10	Т-0,66 У3 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
33	РУ 0,4 кВ (большой зал) Насосная № 13, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
34	ВРУ 0,4 кВ (малый зал) Насосная № 13, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ТП-100 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
36	ТП-100 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
37	ТП-100 6 кВ, ВРУ 0,4 кВ № 1, ввод 0,4 кВ от ТП-230 10 кВ	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
38	ТП-100 6 кВ, ВРУ 0,4 кВ № 2, ввод 0,4 кВ от ТП-230 10 кВ	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
39	ВРУ 0,4 кВ № 1 Насосная № 18, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
40	ВРУ 0,4 кВ № 2 Насосная № 18, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
41	ВРУ 0,4 кВ № 3 Насосная № 18, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТЭ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32501-08	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
42	ВРУ 0,4 кВ освещение Насосная № 18, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
43	ВРУ 0,4 кВ Насосная 3-го подъема, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
44	ВРУ 0,4 кВ Насосная 3-го подъема, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
45	ТП-433 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М УЗ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
46	ТП-433 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М УЗ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
47	ТП-434 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
48	ТП-434 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	РУ 0,4 кВ КНС-2, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от ТП-0345 6 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
50	ТП-51 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ КНС-3	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
51	ТП-171 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ КНС-3	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
52	ТП-292 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ КНС-5	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
53	ТП-232 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ КНС-5	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
54	РУ 0,4 кВ КНС-6, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
55	РУ 0,4 кВ КНС-6, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
56	ТП-265 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
57	ТП-265 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
58	ТП-265 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от ТП-299 6 кВ	Т-0,66 ТТЭ 600/5 Кл. т. 0,5S Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07 Рег. № 32501-08	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
59	ВРУ 0,4 кВ КНС Новожилово, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
60	ТП-12 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ старый гараж	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
61	ТП-12 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ лаборатория	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
62	ТП-12 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ	Т-0,66 У3 400/5	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0		активная

	РММ	Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18		Рег. № 50460-18		реактивная
--	-----	--------------------------------	--	-----------------	--	------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	ТП-12 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ цех КИПиА	Т-0,66 У3 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
64	ТП-12 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ РСГ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
65	ТП-12 6 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ 0,4 кВ управление	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
66	ВРУ 0,4 кВ Контррезервуар, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ($\pm \delta$), %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 5; 22; 25 - 27; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
6 - 9; 11 - 13; 16 - 19; 30 - 39; 42; 45; 46; 48; 50 - 55; 60 - 66 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
10; 14; 15; 20; 21 40; 41; 47; 59 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
23; 24; 28 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
43; 44; 58 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,4	5,6
49; 56; 57 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,7	2,5	3,3
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6

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

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 5; 22; 25 - 27; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4
6 - 9; 11 - 13; 16 - 19; 30 - 39; 42; 45; 46; 48; 50 - 55; 60 - 66 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
10; 14; 15; 20; 21 40; 41; 47; 59 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3
23; 24; 28 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
43; 44; 58 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
49; 56; 57 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,7	2,0	4,4	4,0
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	66
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 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -5 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	150000 3 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	56 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «БВК» г. Березники типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ	14
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТШП	6
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	21
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	60
Трансформатор тока	ТТИ	15
Трансформатор тока	ТТН	36
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	Т-0,66	10
Трансформатор тока	ТТЭ	5
Трансформатор тока	ТТН-Ш	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 УЗ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	38

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	22
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Меркурий 230	6
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V Virtual Machine	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Формуляр	АСВЭ 346.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «БВК» г. Березники», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»)
ИНН 3328454924

Адрес: 600017, Владимирская область, г. Владимир, ул. Батурина, д. 30, офис 404, 405

Изготовители

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

ИНН 3329074523

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

Адрес: 600026, Владимирская область, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

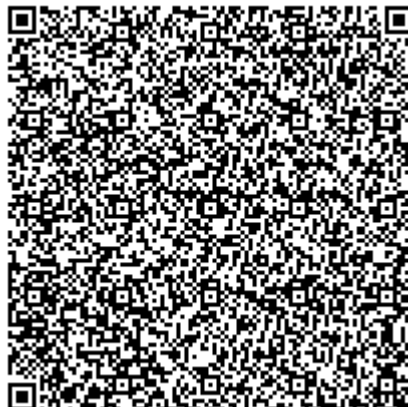
Испытательный центр

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

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

Адрес: 600026, Владимирская область, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85940-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Пикалевская городская электросеть

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Пикалевская городская электросеть (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства синхронизации времени УСВ-2 и УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, 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 прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

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:

– 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. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1 – 6 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК АО «ЛОЭСК», для ИИК №№ 7, 8 на входы ИВК ПАО «Россети Ленэнерго», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным 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 и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1 – 6 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 7, 8 со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, 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.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 303/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида Сети». 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
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
ПО «Пирамида 2000»	
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

Продолжение таблицы 1

1	2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ 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	ИВК
1	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-18	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3, рег. № 64242-16, СБД АО «ЛОЭСК»/ СБД ООО «РКС-энерго»
2	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-37	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
3	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-39	ТПОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
4	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-49	ТПОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
5	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-50	ТПОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
6	ТП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 117-3	ТПФМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМК-6-48 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
7	ПС Глиноземная 110 кВ (ПС-35), РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.35-04	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2, рег. № 41681-10, СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16, / СБД ООО «РКС-энерго»
8	ПС 35 кВ Обрино (ПС-9), КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.09-10	ТОЛ-СЭЩ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ 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, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-7	Активная Реактивная	1,3 2,0	3,2 5,2
8	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) 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 $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
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 ИВК, °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 +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05М Меркурий 230 Альфа А1800 УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 90000 120000 45000 35000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: Альфа А1800 - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее Меркурий 230 - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут, сут ПСЧ-4ТМ.05М - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	1200 85 113 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
	ТПОЛ 10	10
	ТПФМ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
	НАМИТ-10	1
	НТМИ-6	2
	НТМК-6-48	1
Счетчик электрической энергии	A1805RALQV-P4GB-DW-4	1
	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN	1
	ПСЧ-4ТМ.05М	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ООО «РКС-Энерго»	СБД ООО «РКС-Энерго»	1
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Сервер АО «ЛОЭСК»	СБД АО «ЛОЭСК»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/133/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Пикалевская городская электросеть. МВИ 26.51/133/22, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»

(ООО «РКС-энерго»)

ИНН 3328424479

Адрес: 187320, Ленинградская область, Кировский район,

г. Шлиссельбург, ул. Жука, д.3, пом. 204

Телефон: 8 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

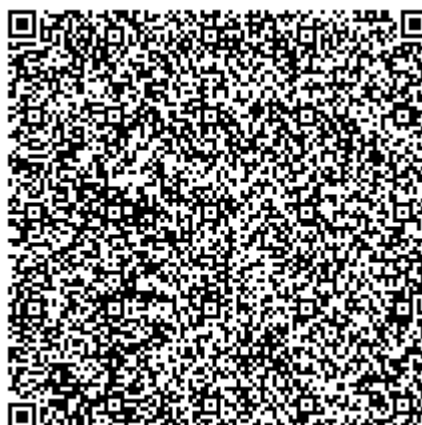
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: 8 (495) 6478818

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85941-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Лодейнопольские электрические сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Лодейнопольские электрические сети (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 (ТТ), трансформаторы напряжения (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 контроллер многофункциональный «Интеллектуальный контроллер SM160-02М» (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства синхронизации времени УСВ-2 и УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, 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 прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

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:

- 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. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1 – 5 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчика ИИК № 6 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК АО «ЛОЭСК», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным 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 и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1 – 5 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчика ИИК № 6 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера 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.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 304/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида Сети». 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
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2000»	
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F

Продолжение таблицы 1

1	2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ 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
1	ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС -31), КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, ф. 31-02	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Интеллектуальный контроллер SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС -31), КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 11, ф. 31-06	ТПОЛ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
3	ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС -31), КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 16, ф. 31-09	ТЛП-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
4	ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС -31), КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ., яч. 17, ф. 31-10	ТЛП-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
5	ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС -31), КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ., яч. 18, ф. 31-11	ТПОЛ-10 У3 600/5, КТ 0,5S Рег. № 51178-12	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ТП-76 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 750/5, КТ 0,5S Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	,	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»

Примечания:

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

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-5	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7
6	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,1 3,6

Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) 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 $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
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, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для сервер ИВК, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - 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 +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05М Альфа А1800 УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 120000 45000 35000 120000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: Альфа А1800 - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05М - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	1200 113

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД : - суточные данные о часовых приращениях электроэнергии, состояний объектов и средств измерений, не менее чем с 1000 ПУ (приборов учета)	90
Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК 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 и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на 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	ТЛП-10	6
	ТПОЛ-10	2
	ТПОЛ-10 УЗ	2
	ТТИ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	5
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
Контроллер многофункциональный	Интеллектуальный контроллер SM160-02M	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ООО «РКС-Энерго»	СБД ООО «РКС-Энерго»	1
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Сервер АО «ЛОЭСК»	СБД АО «ЛОЭСК»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/134/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Лодейнопольские электрические сети. МВИ 26.51/134/22, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»
(ООО «РКС-энерго»)
ИНН 3328424479
Адрес: 187320, Ленинградская область, Кировский район,
г. Шлиссельбург, ул. Жука, д.3, пом. 204
Телефон: 8 (812) 332-05-20
E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: 8 (495) 6478818

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85942-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южно-Сухокумская СЭС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения, состоящую из 5 измерительных каналов (далее – ИК).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) с установленным серверным программным обеспечением на базе закрытой облачной системы, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), а также совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений коммерческому оператору торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности и в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передачу журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где производится сбор и хранение результатов измерений.

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

На верхнем втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Один раз в сутки сервер ИВК автоматически формирует файл с результатами измерений в XML-формате и передает его средствами электронной почты во внешние организации. Передача файла с результатами измерений в XML-формате, подписанного электронной подписью субъекта оптового рынка, в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» производится с автоматизированного рабочего места субъекта оптового рынка. Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ типа УСВ-3, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде №64242-16, а также часы сервера БД и счетчиков. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU). Сравнение показаний часов сервера БД с УССВ осуществляется не реже одного раза в час. Корректировка часов сервера БД производится независимо от величины расхождений. Сравнение времени часов счетчиков с часами сервера БД происходит не реже одного раза в сутки, корректировка времени часов счетчиков происходит при расхождении со временем часов сервера БД более ± 1 с.

Журналы событий сервера БД и счетчиков отражают факты событий коррекции шкалы времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции шкалы времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее – ПО) АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «Энергосфера». Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

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.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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	УССВ		Основ- ная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Южно-Сухокумская СЭС, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч.101	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03МТ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74679-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
2	Южно-Сухокумская СЭС, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч.205	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03МТ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74679-19		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
3	Южно-Сухокумская СЭС, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч.102	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03МТ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74679-19		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
4	Южно-Сухокумская СЭС, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч.103	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03МТ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74679-19		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Южно-Сухокумская СЭС, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч.204	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03МТ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74679-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –60 до +50 от –40 до +60 от –50 до +70 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 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 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее – Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
 - 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;
 - замена счетчика;
 - полученные «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	15
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03МТ	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1017 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южно-Сухокумская СЭС, аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Грин Энерджи Рус» (ООО «Грин Энерджи Рус»)

ИНН 9718043825

Адрес: 117342, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65 корп. 1, этаж 20 пом. XLVI ком. 5.25

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736 от 17.07.2019



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85943-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный «Вулкан-3000»

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный «Вулкан-3000» (далее – комплекс) предназначен для измерений давления и температуры паров и газов в замкнутом объеме в изотермическом режиме при проведении испытаний веществ на термостабильность.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на измерении давления газов и паров распада веществ в замкнутой реакционной камере первичного преобразователя в изотермическом режиме. Для обеспечения изотермического режима первичные преобразователи помещены в термостаты. Измерение температуры осуществляется с помощью платиновых термометров сопротивления, измерение давления – с помощью полупроводниковых тензометрических модулей. Аналоговые сигналы с первичных преобразователей преобразуются в цифровой код с помощью аналого-цифрового преобразователя и передаются по сети Ethernet в электропневматический блок, где с помощью контроллера преобразуются в единицы физических величин, отображаемые и архивируемые на автоматизированном рабочем месте оператора (далее – АРМ).

Конструктивно комплекс представляет собой четыре термостата, в каждом из которых расположено восемь первичных преобразователей, устройство подготовки образцов с пультом управления, блок электропневматический и АРМ, выполненный на базе персонального компьютера.

Заводской номер комплекса нанесен методом штамповки на планку на задней части электропневматического блока, буквенно-цифровое обозначение наименования и типа комплекса нанесены на переднюю панель электропневматического блока печатным способом.

Общий вид комплекса представлен на рисунке 1.

Пломбирование комплекса не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид комплекса измерительно-вычислительного «Вулкан 3000»

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) включает в свой состав ПО верхнего уровня для персонального компьютера (далее – ПК) и ПО нижнего уровня для контроллеров плат управления.

ПО верхнего уровня предназначено для отображения и архивирования измерительной информации, устанавливается на ПК оператором и работает в среде операционных систем WINDOWS 98, WINDOWS NT4.0 и выше.

ПО нижнего уровня устанавливается в комплекс изготовителем и обеспечивает обработку и передачу измерительной информации на АРМ оператора.

Защита ПО нижнего уровня от преднамеренных или непреднамеренных изменений обеспечивается тем, что конструкция комплекса исключает возможность влияния неавторизованного пользователя на ПО.

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

Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Вулкан-3000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.17 (2020-11-3)
Цифровой идентификатор ПО	DC0DD5EA29469396178B1A1C2F08D5CB BAB0D6681D801754B2734FB789FB8A67
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA256

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики комплекса приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений абсолютного давления паров и газов компенсационным методом, мм рт.ст. (кПа)	от 38 до 1875 (от 5 до 250)
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений абсолютного давления паров и газов компенсационным методом, %	± 1
Диапазон воспроизведения заданной температуры в местах расположения первичных измерительных преобразователей, °C	от 35 до 250
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения заданной температуры в местах расположения первичных измерительных преобразователей, °C	$\pm 0,5$
Примечания 1 За нормирующее значение приведенной погрешности принимается значение диапазона измерений. 2 Метрологические характеристики нормированы при нормальных условиях измерений.	

Основные технические характеристики комплекса приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Время выхода на рабочий режим, ч, не более	3,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C; - относительная влажность воздуха, %; - атмосферное давление, кПа	10 – 35 30 – 80 84 – 107
Параметры питающей сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	$(380 \pm 38) / (220 \pm 22)$ 50 ± 1
Давление воздуха питания, МПа, не менее	0,4
Средний срок эксплуатации, лет, не менее	6

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и на паспорт комплекса в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Комплектность комплекса приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность комплекса

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Комплекс измерительно-вычислительный «Вулкан-3000»	—	1
«Измерительно-вычислительный комплекс «Вулкан-3000». Паспорт»	МПЗ 09.00.00.000ПС	1
«Измерительно-вычислительный комплекс «Вулкан-3000». Руководство по эксплуатации»	МПЗ 09.00.00.000 РЭ	1
«Государственная система обеспечения единства измерений. Комплекс измерительно-вычислительный «Вулкан-3000». Методика поверки»	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «10 Измерение параметров, регулирование и настройка» эксплуатационного документа МПЗ 09.00.00.000 РЭ «Измерительно-вычислительный комплекс «Вулкан-3000». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 06.12.2019 № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»

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

Правообладатель

Федеральное казенное предприятие «Пермский пороховой завод» (ФКП «Пермский пороховой завод»)

ИНН 5908006119

Адрес: 614042, Российская Федерация, г. Пермь, ул. Гальперина, д. 11

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Цифровой Дракон» (ООО «Цифровой Дракон»)

ИНН 7708594499

Адрес: 115201, Российская Федерация, г. Москва, ул. Котляковская, д. 1, стр. 4

Телефон: (495) 617-11-35, факс: (495) 617-11-35

Web-сайт: <http://digital-dragon.ru>

E-mail: digdragon@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пермском крае» (ФБУ «Пермский ЦСМ»)

Адрес: 614068, Российская Федерация, г. Пермь, ул. Борчанинова, д. 85

Телефон: (342) 236-31-00, факс: (342) 236-23-46

Web-сайт: <http://www.permcsm.ru>

E-mail: pcsm@permcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пермский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311973 от 12.10.2016.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85944-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающий сигналы спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера сбора более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.042.07.01. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при 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 электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	Ячейка №704	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325L рег. № 37288-08 СТВ-01 рег. № 49933-12
2	Ячейка №705	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
3	Ячейка №706	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
4	Ячейка №707	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
5	Ячейка №708	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Ячейка №709	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325L рег. № 37288-08 СТВ-01 рег. № 49933-12
7	Ячейка №710	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
8	Ячейка №804	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
9	Ячейка №805	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
10	Ячейка №806	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
11	Ячейка №807	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
12	Ячейка №808	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
13	Ячейка №809	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Ячейка №904	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325L рег. № 37288-08 СТВ-01 рег. № 49933-12
15	Ячейка №905	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
16	Ячейка №906	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
17	Ячейка №907	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
18	Ячейка №908	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
19	Ячейка №909	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
20	Ячейка №1004	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
21	Ячейка №1005	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{тн} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	Ячейка №1006	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325L рег. № 37288-08 СТВ-01 рег. № 49933-12
23	Ячейка №1007	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
24	Ячейка №1008	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
25	Ячейка №1009	ТОЛ-НТЗ-20 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 – 25 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,0	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,7	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	2,9	2,0	2,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 25 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,7	1,9	1,9
	0,5	2,7	2,1	1,4	1,4
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 25 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 25 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	5,1	4,1	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-20	75 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-20	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	25 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.042.07.01.ФО	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 500 кВ Западная», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

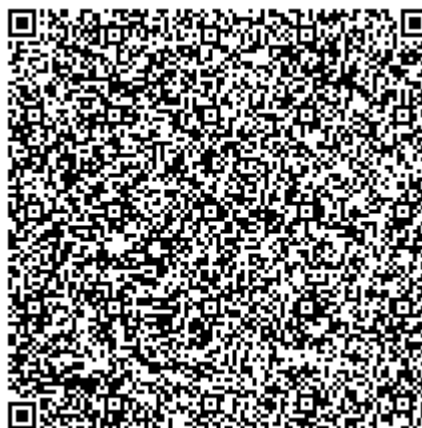
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



Регистрационный № 85945-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Тип резервуаров - горизонтальные стальные цилиндрические, номинальной вместимостью 100 м³.

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки и двух днищ.

Конструкция резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических по исполнению: одностенных с усеченно-коническими днищами РГС-100, предусматривает подземную установку.

Общий вид площадки размещения, эскиз конструкции подземных резервуаров, фотографии горловин и заводских номеров резервуаров представлены на рисунках 1-4.



Рисунок 1– Общий вид площадки размещения резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100

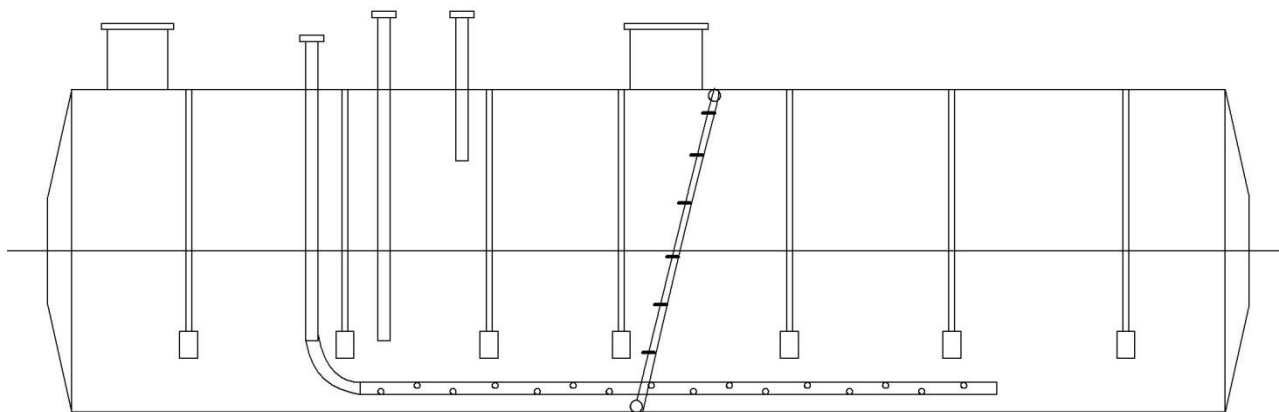


Рисунок 2 – Эскиз конструкции резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктами до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (емкостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Заводской номер указывается в паспорте резервуара и наносится ударным способом на горловину замерного люка.

Резервуары РГС-100 с заводскими номерами Е-1/100/Д, Е-2/100/Д, Е-3/100/Д, Е-4/100/Д размещены на площадке нефтеперекачивающей станции «Дубники» (НПС «Дубники») Марийского районного нефтепроводного управления АО «Транснефть-Верхняя Волга», по адресу: 425450, Республика Марий Эл, Сернурский район, д. Дубники.

Резервуары оснащены необходимыми техническими устройствами для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефти и нефтепродуктов: приемо-раздаточными патрубками с запорной арматурой и технологическими люками; дыхательными клапанами, устройствами для замера уровня; средствами пожаротушения; молниезащитой и защитой от статического электричества.



Рисунок 3 – Фотографии горловин резервуаров РГС-100 зав. №№ Е-1/100/Д, Е-2/100/Д, Е-3/100/Д, Е-4/100/Д



Рисунок 4 – Фотографии заводских номеров резервуаров РГС-100 зав. №№ Е-1/100/Д, Е-2/100/Д, Е-3/100/Д, Е-4/100/Д

Пломбирование резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-100	1
Паспорт	-	1
Градуировочная таблица	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-100

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1
Адрес места осуществления деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а
Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)
E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

Изготовитель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1
Адрес места осуществления деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а
Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)
E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл»

(ФБУ «Марийский ЦСМ»)

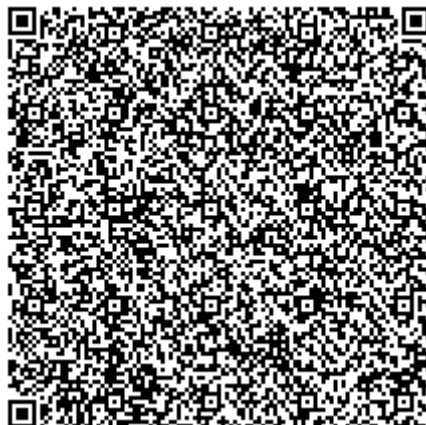
Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Телефон (факс): 8-8362-41-20-18 (8-8362-41-16-94)

Web-сайт: www.maricsm.ru

E-mail: gost@maricsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16.02.2017



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Тип резервуаров - горизонтальные стальные цилиндрические, номинальной вместимостью 100 м³.

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки и двух днищ.

Конструкция резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических по исполнению: одностенных с усеченно-коническими днищами РГС-100, предусматривает подземную установку.

Общий вид площадки размещения, эскиз конструкции подземных резервуаров, фотографии горловин и заводских номеров резервуаров представлены на рисунках 1-4.



Рисунок 1 – Общий вид площадки размещения резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100

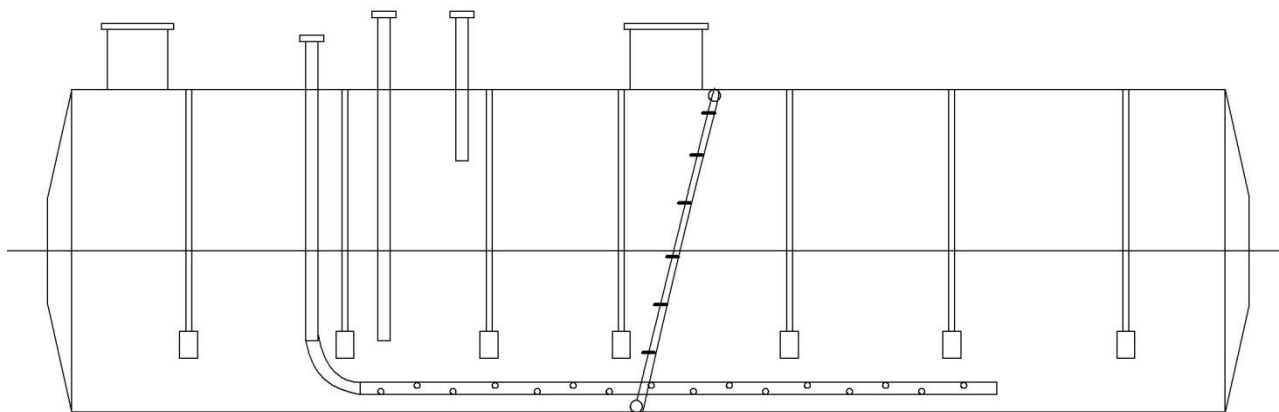


Рисунок 2 – Эскиз конструкции резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических
РГС-100

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктами до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Заводской номер указывается в паспорте резервуара и наносится ударным способом на горловину замерного люка.

Резервуары РГС-100 с заводскими номерами Е-1у/100/П, Е-2у/100/П, Е-3у/100/П, Е-4у/100/П размещены на площадке нефтеперекачивающей станции «Прудки» (НПС «Прудки») Марийского районного нефтепроводного управления АО «Транснефть-Верхняя Волга», по адресу: 612226, Кировская область, Яранский район, д. Шкаланка.

Резервуары оснащены необходимыми техническими устройствами для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефти и нефтепродуктов: прямо-раздаточными патрубками с запорной арматурой и технологическими люками; дыхательными клапанами, устройствами для замера уровня; средствами пожаротушения; молниезащитой и защитой от статического электричества.



Рисунок 3 – Фотографии горловин резервуаров РГС-100 зав. №№ Е-1у/100/П, Е-2у/100/П,
Е-3у/100/П, Е-4у/100/П



Рисунок 4 – Фотографии заводских номеров резервуаров РГС-100 зав. №№ Е-1у/100/П, Е-2у/100/П, Е-3у/100/П, Е-4у/100/П

Пломбирование резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-100 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-100	1
Паспорт	-	1
Градуировочная таблица	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГС-100

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1
Адрес места осуществления деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а
Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)
E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

Изготовитель

Марийское районное нефтепроводное управление АО «Транснефть-Верхняя Волга»
(МРНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1
Адрес места осуществления деятельности: 424037, г. Йошкар-Ола, ул. Анциферова, 1а
Телефон (факс): 8-8362-41-82-61 (8-8362-68-22-36)
E-mail: referent-mrnu@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл»

(ФБУ «Марийский ЦСМ»)

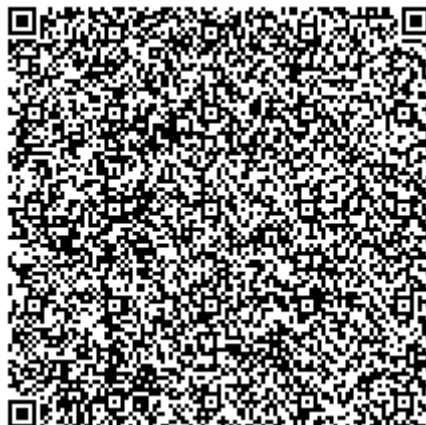
Адрес: 424006, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Телефон (факс): 8-8362-41-20-18 (8-8362-41-16-94)

Web-сайт: www.maricsm.ru

E-mail: gost@maricsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16.02.2017



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85947-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574
ПСП «Герасимовское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское» (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 комплексов измерительно-вычислительных «SyberTrol» (ИБК), которые преобразуют их и вычисляют 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 (БПУ);
- система обработки информации (СОИ).

БИЛ представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую четыре измерительные линии (ИЛ) (одну рабочую и три резервные/две рабочие и две резервные), оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной и регулирующей 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 и регулирующей арматурой.

БПУ 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 ST».

В состав СИКН входят следующие основные измерительные и комплексные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Таблица 1

Тип СИ	Номер в ФИФОЕИ*
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
	14061-15
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	22256-01
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомер нефти поточный модели LC	16308-02
Влагомер поточный модели L	56767-14
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	15642-01
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	12888-99
Комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol»	16126-02
* - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

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 и контроля метрологических характеристик (КМХ) ИК объемного расхода нефти по ТПУ;
- 6) выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру и по резервному плотномеру;
- 7) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН ST», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер СИКН состоит из арабских цифр и вносится в эксплуатационную документацию. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК	АРМ оператора	
Идентификационное наименование ПО	SyberTrol	«Визард СИКН ST»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.08	Не ниже v.1	
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa07 модуля «FIOM I/O Module»	Имя файла	Значение цифрового идентификатора
		Модуль «Отображение технологических параметров»	
		00000072.csc	E7902F021F039892DACBABB0057BBF30
		000000716.nmd	44B83D2E0E0403C8DAE789EA7A8BF783
		000000736.nmd	28204E122A5BAB62EA5B51571FEC9B06
		000000737.nmd	D24F78C4765B7BE6735410EA548D6BEF
		000000738.nmd	F1AC14ED6C56C2A6D5EE4034C2653B55
		Модуль «Формирование архивов»	
		00000069.csc	933FD4E509E59A055ED7A8899D8152C8
		000000651.nmd	179F2F22CD1B18D0A0C1C1CEC39565F5
		000000652.nmd	381AC0F85E6DBC2607E4332B77CB5A4F
		000000739.nmd	6D56BE003A9E03D56701BD97D4526CE7
	9b8a1aab модуля «FCPB Main Processor»	000000740.nmd	DD0EF03D8F4D2C6F13F2C76110C3E2FB
		000000741.nmd	1D8B8397CA219F5509A16B0679DEBA23
		Модуль «Поверка и КМХ ПР по ТПУ»	
		000000680.nmd	F1A1744A3570CCAA1A0188A98E8B9923
		000000703.nmd	900A00EE05A48049C3884E6E147105E7

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИБК	АРМ оператора	
		00000742.nmd	A14755CD95FBDCAFD5A0B253B6A24735
		00000743.nmd	727BBC4FCA6F2688ACC42D80770D2A66
		Модуль «КМХ рабочего ПП по резервному ПП»	
		00000735.nmd	A8A4BD563A0A3E0E48704E48A661C75D
		Модуль «КМХ ПП по ареометру»	
		00000685.nmd	06644DECAD1BEC7E785C72DA73B6CE19
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора исполняемого кода	CRC32	MD5	

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 14 до 280
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м ³ /ч	от 14 до 140
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 MVTM	ИБК	от 14 до 280 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК объемного расхода нефти через одну ИЛ	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИБК	от 14 до 140 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ИК температу- ры нефти	БИЛ	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, преобразователи сопротивления Rosemount 3144Р, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68, термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ИВК	от +5 до +30 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0,30 до 1,44 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \text{ } \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,30 \text{ кг/м}^3$
ИК содержа- ния воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC; Влагомер поточный модели L	ИВК	от 0 до 0,5 %	$\Delta = \pm 0,07 \text{ } \%$
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827 Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 10 сСт от 0,5 до 10 сПз	$\gamma = \pm 1 \text{ } \%$
ИК силы постоян- ного тока	СОИ	-	ИВК	от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,05 \text{ } \%$
ИК напряже- ния постоян- ного тока	СОИ	-	ИВК	от 1 до 5 В	$\gamma = \pm 0,05 \text{ } \%$

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ИК частотно- импульс- ный	СОИ	-	ИВК	от 0 до 10000 Гц	$\Delta = \pm 1$ имп
В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений, γ - приведенная погрешность измерений					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	4
Режим работы СИКН	непрерывный
Характеристики измеряемой среды: – 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	от 0,30 до 1,44 от +5 до +30 от 700 до 1000 0,5 100 0,05
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, БИК и БПУ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 от +18 до +30 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское», зав. № 50377	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское», (свидетельство об

аттестации методики измерений № 01.00241-2013/29-546-2022, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», аттестат аккредитации 01.00241-2013).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 07.08.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 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
Адрес: Россия, 636780, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, 23

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании,
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: Россия, 636780, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, 23

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)
Адрес: Россия, 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д.17-а
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30113-13 от 03.06.2013.

