

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 28 » _____ июня 2024 г. № 1558

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Системы измерительные	"АЛКО-П"	-	52761-13	-	-	ЛГФИ.407219.0 09 МИ	-	Акционерное общество «Арзамасский приборостроительный завод имени П.И.Планина» (АО «АПЗ»), Нижегородская обл., г. Арзамас	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево»	-	359116.04	64716-16	Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	-	АИС НКС-Б 16.05.00 МП Изменения № 1	-	Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ФБУ «ЦСМ Татарстан», г. Казань

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»	-	001	72147-18	-	МП 8-2018	-	ЭСТ-МП-005-2024	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСеть» (ООО «ЭнергоСеть»), г. Москва	ООО «Энергостандарт», г. Хабаровск
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новосергиевская солнечная электростанция	-	001	78923-20	-	-	РТ-МП-6872-550-2020	-	Общество с ограниченной ответственностью «Юнигрин Энерджи» (ООО «Юнигрин Энерджи»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
5.	Датчики давления	СТ	-	78962-20	-	-	4212-011-34925956-2019 МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «Тюмень Прибор» (ООО «Тюмень Прибор»), Тюменская обл., м.р-н Тюменский, с.п. поселок Боровский, р.п. Боровский	ФБУ «Челябинский ЦСМ» г. Челябинск
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 801	-	08	79803-20	-	ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 801. Методика поверки, утвержденная ФБУ «Тюменский	-	ВЯ.10.1706660.00 МП	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор» (ООО «ИПФ «Вектор»), г. Тюмень	ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень

						ЦСМ» 21.01.2020				
7.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 1516	-	2046-15	85753-22	Закрытое акционерное общество «Научно- инженерный центр «ИНКОМСИСТЕ М» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕ М»), г. Казань	МП 2503/1- 311229-2022	-	МП 1704/1- 311229-2024	Закрытое акционерное общество «Научно- инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»), г. Казань	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 64716-16

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, серверы АИИС КУЭ (серверы сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), сервер управления (СУ), Web-серверы), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа средства измерений третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭМ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя два сервера точного времени (основной и резервный в холодном режиме), на основе ГЛОНАСС-приемника типа СТВ-01 (Регистрационный №86603-22), серверы сбора данных (СД), таймеры УСПД и счетчиков. Сравнение шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01 осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01. Серверы СД, в свою очередь, синхронизируют время УСПД.

Сличение времени таймера серверов СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при расхождении времени таймера СД и УСПД на величину от 1 до 4 секунд.

Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 2 секунды и более.

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

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает возможность нанесения заводского номера, пломбировки и знака поверки на средство измерений. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 359116.04. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-

Продолжение таблицы 1

Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	ИП	УСПД
1	2	4	5	6	7
3	ПС 220 кВ Бегишево, яч.2, ВЛ-110 кВ Бегишево - КГПТО	ТОГФ-110 К _{ТТ} =1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® К _{ТН} =110000/√3: 100/√3 Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
4	ПС 220 кВ Бегишево, яч.4, КВЛ -110 кВ Бегишево-Жарков I ц.	ТОГФ-110 К _{ТТ} =1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® К _{ТН} =110000/√3: 100/√3 Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
8	ПС 220 кВ Бегишево, яч.6, КВЛ -110 кВ Бегишево-Жарков II ц.	ТОГФ-110 К _{ТТ} =1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® К _{ТН} =110000/√3: 100/√3 Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
10	ПС 220 кВ Бегишево, яч.7, ОВ - 110 кВ	ТОГФ-110 К _{ТТ} =1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® К _{ТН} =110000/√3: 100/√3 Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

1	2	4	5	6	7
11	ПС 220 кВ Бегишево, яч.6, ВЛ-220 кВ Бегишево - ТАНЕКО	ТВГ-УЭТМ® КТТ=500/1 Кл.т 0,2S Рег.№52619-13	ЗНГ-УЭТМ® КТН=220000/√3: 100/√3 Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке.

Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
3, 4, 8, 10, 11.	Активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 0,9$ $\pm 1,9$

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 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд., $W_{2\%}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, 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	165000 2 70000 24 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	2
Устройства синхронизации времени	СТВ-01	2
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Паспорт-формуляр	ПФ.359116.04.2024	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359116.04.2024	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359116.04.2024. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС)
ИНН 1655049111
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Ахтубинская, д. 14
Телефон (факс): (8555) 32-23-59, (8555) 41-97-27

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС)
ИНН 1655049111
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Ахтубинская, д. 14
Телефон (факс): (8555) 32-23-59, (8555) 41-97-27

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24
Телефон (факс): (843) 291-08-33
E-mail: isp16@tatcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24
Телефон (факс): +7 (843) 291-08-33
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 79803-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 801

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 801 (далее – СИКН) предназначена для измерения массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объёмной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из пяти измерительных линий (четырёх рабочих, одной контрольно-резервной).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 300	45115-16 45115-10
Термопреобразователи сопротивления 90 мод. 902820	68302-17
Датчики температуры 644	39539-08
Датчики давления Метран-150 мод. Метран-150TG	32854-13
Преобразователи давления измерительные 3051 мод. 3051 TG	14061-10
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02»	62761-15
Установка трубопоршневая поверочная ТПУ Сапфир-Вектор-350	70652-18

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит ультразвуковой расходомер.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы «брутто» нефти;
- автоматизированное вычисление массы «нетто» нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и массовой доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей массового расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей массового расхода, преобразователя плотности и поточного влагомера на месте эксплуатации без прекращения ТКО;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2- часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН осуществляется согласно требований их описаний типа, методик поверки или МИ 3002-2006. Заводской номер СИКН, в виде цифрового обозначения, нанесен на информационную табличку установленную на шкафу измерительно-вычислительного комплекса металлографическим методом.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), представленное встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного Вектор-02 и ПО АРМ «Вектор». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИБК «Вектор-02»	АРМ «Вектор»	
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	Calc.dll	Module2.bas
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.2	1.1	1.03
Цифровой идентификатор ПО	3555877189	E40D584A	66F2A061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 39 до 570
Пределы допускаемой относительной погрешности:	
– массы брутто нефти, %	±0,25
– массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	5 (4 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление, МПа – плотность при температуре +20 °С, кг/м ³ – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – содержание свободного газа	от +5 до +40 от 0,15 до 4,0 от 830 до 890 0,5 0,05 900 не допускается
Режим работы	непрерывный
Режим работы ТПУ	периодический
Температура окружающего воздуха, °С: – для первичных измерительных преобразователей – для ИВК и АРМ оператора	от +10 до +35 от +20 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 801		1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 801		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 801», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2019.36024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.1.1);

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор» (ООО «ИПФ «Вектор»)
ИНН 7203256184
Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88
Телефон (3452) 388-720
Факс (3452) 388-727
E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 500-532
Web-сайт: <https://тцсм.рф>
E-mail: info@csm72.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 85753-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1516

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1516 (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК), которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованному алгоритму.

Массу нетто нефти определяют, как разность массы брутто нефти и массы балласта с помощью системы обработки информации (далее – СОИ). Массу балласта определяют, как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

К настоящему типу средства измерений относится СИКН с заводским номером 2046-15.

СИКН состоит из:

- блока фильтров (далее – БФ);
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): 2 рабочие измерительные линии (DN 250), контрольно-резервная измерительная линия (DN 250);
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- стационарной поверочной установки;
- СОИ.

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

Средства измерений, входящие в состав СИКН:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации DS, DN, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-10), модификация CMF, модель сенсора CMFHC2 в комплекте с преобразователем серии 2700;
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-10), модификация 3051TG, код диапазона 4;
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P (регистрационный номер 56381-14), преобразователи измерительные Rosemount 3144P;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер 22257-11), номинальная статическая характеристика Pt100, класс допуска A;

- преобразователи плотности и расхода CDM (регистрационный номер 63515-16), модификация CDM100P;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-10), модификация УДВН-1пм;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-15), модификация УДВН-1пм;
- установки поверочные СР, СР-М (регистрационный номер 27778-15), установка поверочная СР (далее – ПУ);
- преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-14), модель KFD2-STC4-Ex1.20;
- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный номер 57563-14), исполнение 1;
- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный номер 64224-16), исполнение 1.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти, проходящей через БИЛ, прямым динамическим методом в рабочих диапазонах массового расхода, температуры, давления, плотности и влагосодержания нефти;
- автоматическое измерение массового расхода, давления, температуры, плотности и объемной доли воды нефти;
- местное измерение давления и температуры нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, используя результаты измерений в лаборатории массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды;
- автоматизированную поверку и контроль метрологических характеристик СРМ с помощью ПУ;
- автоматизированный контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- защиту оборудования и средств измерений от механических примесей;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы в БИК;
- определение наличия свободного газа в нефти;
- ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;
- сбор, хранение и обработку измерительной информации;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- формирование и хранение журнала событий;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН, состоящий из 6 цифр, разделенных дефисом в формате xxxx-xx, наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, закрепленную на блок-боксе СИКН, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Пломбирование СИКН не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, выполняется пломбирование СИ в соответствии с их описаниями типа.

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

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное поэлементно в ИВК и на АРМ оператора.

Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО СИКН защищено системой идентификации пользователя от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров.

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

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	06.21
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	6051
Метод определения цифрового идентификатора	CRC16

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН, реализованного в АРМ оператора. AbakReporter

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76
Метод определения цифрового идентификатора	MD5

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СИКН реализованного в АРМ оператора. Контроль метрологических характеристик влагомера по лаборатории

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–
Цифровой идентификатор ПО	64f049e93bccdeb975dfaf34df609f1a
Метод определения цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти*, т/ч	от 231 до 1292
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002, ТР ЕАЭС 045/2017
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,45 до 5,00
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность при температуре 20 °С, кг/м ³ – давление насыщенных паров нефти, кПа (мм рт.ст.), не более – массовая доля воды, %, не более – концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – содержание свободного газа	850 66,7 (500) 0,5 100 0,05 6 100 (20) 100 (40) не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ, БИК, БФ и ПУ – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от 5 до 30 от 15 до 25 от 20 до 80, без конденсации от 84,0 до 106,7
Режим работы	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа наносится
на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1516	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1516 ООО «ИНК», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.43036.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Почтовый адрес: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания, зд. 104и

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: marketing@incomsystem.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Почтовый адрес: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания, зд. 104и

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: marketing@incomsystem.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 78962-20

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления СТ

Назначение средства измерений

Датчики давления СТ (далее – датчики) предназначены для измерений давления избыточного, абсолютного, гидростатического, разрежения, давления-разрежения, разности давления и преобразования в унифицированный токовый и цифровой выходные сигналы.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков заключается в измерении давления жидкости или газа (измеряемой среды), воздействующего на измерительную мембрану, которая через разделительную жидкость, передает приложенное давление на чувствительный элемент датчика. Чувствительным элементом датчика является пьезорезисторный элемент.

Датчики состоят из сенсорного модуля, залитого компаундом и модуля электронного блока, расположенного в защитном корпусе.

Под воздействием давления измеряемой среды изменяется соотношение сопротивлений резисторов чувствительного элемента, включенных в плечи измерительного моста. Величина приложенного давления преобразуется в цифровой сигнал на выходе из сенсорного модуля. Далее сигнал из сенсорного модуля поступает в модуль электронного блока датчика, где преобразуется в выходные сигналы.

Датчики имеют унифицированный выходной сигнал постоянного тока и цифровой выходной сигнал в стандарте протокола HART и (или) Foundation fieldbus.

Электронная схема блока может обеспечивать как линейную, так и квадратичную зависимость выходного унифицированного сигнала постоянного тока от измеренного входного давления.

Датчики выпускаются различных модификаций, которые отличаются видом измеряемого давления, конструкцией, метрологическими и техническими характеристиками.

Обозначение: датчик давления СТXYZ, где X – вид измеряемого давления: А – абсолютное давление, Д – разность давлений, И – избыточное давление, Р – разность давлений (датчики с выносными разделительными мембранами), Ф – гидростатическое давление (датчики с фланцевым подключением); Y – 7 или 8, серия датчика (700 или 800); Z – от 2 до 3 цифробуквенных символов, определяющих модификацию датчика (в соответствии с таблицей 4). Цвет корпуса датчика определяется при заказе.

Заводские номера в виде буквенно-цифрового обозначения наносят на маркировочной табличке, установленной сверху на корпусе электронного блока, методом лазерной гравировки.

Датчики имеют взрывозащищенные исполнения: Exia, Exd, ExnA.

Общий вид датчиков представлен на рисунках 1 и 2.



Датчики давления СТИ



Датчики давления СТД

Рисунок 1 – Общий вид избыточного давления и разности давлений



Датчики давления СТФ



Датчики давления СТА



Датчики давления СТР

Рисунок 2 – Общий вид датчиков гидростатического (датчики с фланцевым подключением), абсолютного давления и разности давлений с выносными разделительными мембранами

Схема пломбировки датчиков от несанкционированного доступа и место нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 3.

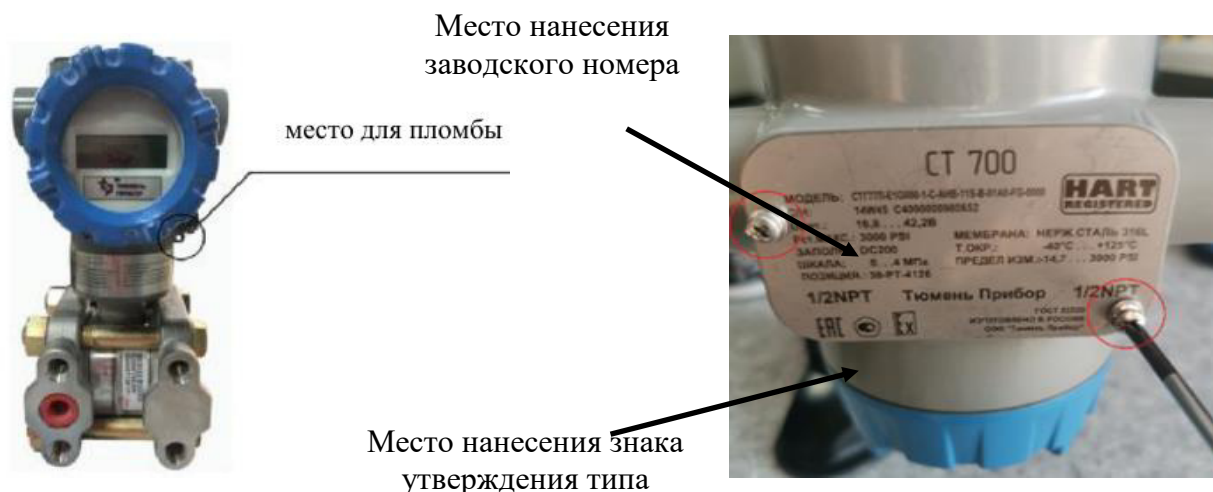


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

В датчиках применяется программное обеспечение (далее – ПО). Идентификационные данные метрологически значимого ПО датчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	CTX7	CTX8
1	2	3
Идентификационное наименование ПО		
- Adv Display Western	50052626-701	50052626-701
- Basic Display	50065674-701	50065674-701
- HART Communications	50050919-701	50050919-701
- Fieldbus Communications	50045689-702	50045689-701
- Sensor	50053143-701	50053143-701
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже		
- Adv Display Western	1.030000	1.030000
- Basic Display	1.030000	1.030000
- HART Communications	1.060000	1.060000
- Fieldbus Communications	1.000000	1.020000
- Sensor	1.000000	1.000000

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) - Adv Display Western - Basic Display - HART Communications - Fieldbus Communications - Sensor	0x00024D7/0x029DD87D 0x000411AF/0x0028C9EF 0x00024882/0x00CEE37F 0x0C7C11DD 0x005CE29C/0x01696D04	0x00024D7/0x029DD87D 0x000411AF/0x0028C9EF 0x00024882/0x00CEE37F 0x0C87F0C2 0x005CE29C/0x01696D04
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	Арифметическая сумма (8 бит / 32 бит)	Арифметическая сумма (8 бит / 32 бит)

Конструкция датчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО датчиков и измерительную информацию. Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом влияния ПО. Недокументированные возможности отсутствуют.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазоны измерений	в соответствии с таблицей 4
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений избыточного, абсолютного, гидростатического давления и разности давлений, %: – при $D_{изм} \geq C^1$ – при $D_{изм} < C^1$	в соответствии с таблицами 5-9 $\pm [A + B \cdot (C/D_{изм})]^{2) 3)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий на каждые 10 °С, %: – для датчиков давления СТА, STD, STF, STI – для датчиков давления STR	$\pm [D + E \cdot (BPI/D_{изм})]^{2)}$ $\pm [D + E \cdot (G/D_{изм})]^{2)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, вызванной влиянием статического давления на каждые 6900 кПа для датчиков STD и на каждые 2070 кПа для датчиков STF, %	$\pm [F + H \cdot (BPI/D_{изм})]^{2)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, вызванной воздействием синусоидальной вибрации частотой от 10 до 55 Гц, при амплитуде смещения 0,35 мм, %	$\pm 0,1$

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления датчиков с унифицированным токовым выходным сигналом, вызванной плавным изменением напряжения питания от 11 до 30 В, на каждый 1 В от номинального значения напряжения питания, %	$\pm 0,005$
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Примечания: 1) $D_{изм}$ – ширина диапазона измерений, численно равная сумме модулей значений настраиваемых пределов измерений (верхнего и нижнего); C – коэффициент, определяющий способ расчета основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления для датчика с перенастроенным диапазоном измерения, выбирается из таблиц 5 - 9 в зависимости от модификации датчика давления. 2) A, B, D, E, F, G, H – постоянные коэффициенты, выбираются из таблиц 5 – 9 в зависимости от модели датчика; ВПИ – верхний предел измерений. Значения A и D в таблицах 5 – 9 приведены для цифрового выходного сигнала. Для аналогового выходного сигнала эти значения увеличиваются на 0,005% - приведенную к диапазону измерений, погрешность цифро-аналогового преобразователя датчика. 3) Если для датчика давления с перенастроенным диапазоном ($D_{изм} < C$) рассчитанные по формуле таблицы $\pm [A + B \cdot (C/D_{изм})]$ значения пределов допускаемой приведенной основной погрешности меньше указанных в таблицах 5 – 9 по абсолютному значению, то в качестве пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений основной погрешности принимают значения из таблиц 5 – 9.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Напряжение питания постоянного тока, В	от 11 до 30
Потребляемая мощность, В·А, не более	0,8
Условия эксплуатации: - для датчиков исполнения взрывозащиты Exd, Extb температура окружающей среды, °С - для датчиков исполнения взрывозащиты Exi температура окружающей среды, °С - для ЖК-дисплея, °С	от -60 до +70 от -60 до +85 от -20 до +70 ¹⁾
Масса не более, кг	14,5
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм, не более - СТА - СТИ, СТД - СТФ - СТР	126 x 110 x 183 126 x 110 x 199 280 x 196 x 260 2000 ²⁾ x 196 x 199
Средняя наработка на отказ, ч	180000

Продолжение таблицы 3

1	2
Средний срок службы, лет	20
Максимальное давление	1,15·ВПИ
Выходные сигналы: - для датчиков с унифицированным токовым сигналом, мА - для датчиков с цифровым сигналом	от 4 до 20 (от 20 до 4) HART, Foundation fieldbus
Маркировка исполнения взрывозащиты: - для датчиков с искробезопасной электрической цепью - для датчиков со взрывонепроницаемой оболочкой	Ga Ex ia IIC T4 X, Ga/Gb Ex d IIC T5 X, Ex tb IIC T95°C Db X
Примечания: 1 – При температуре менее минус 20 °С контрастность показаний ЖК-дисплея снижается, при этом работоспособность сохраняется. 2 – Длина от 2000 и до 20000 мм (длина капилляра от 1000 до 10000 мм) определяется в соответствии с заказом	

Таблица 4 – Диапазоны измерений

Модификация	Нижний предел измерений, кПа	Верхний предел измерений, кПа	Минимальный диапазон измерений, кПа
1	2	3	4
СТА722	0	104	от 0 до 6,5
СТА72Л			
СТА725			
СТА740	0	3500	от 0 до 35
СТА74Л			
СТА745			
СТА77Л	0	21000	от 0 до 210
СТА822	0	104	от 0 до 6,5
СТА82Л			
СТА840	0	3500	от 0 до 35
СТА84Л			
СТА87Л	0	21000	от 0 до 210
СТД725	-100	100	от 0 до 1
СТД725Ц			
СТД735	-100	700	от 0 до 7
СТД735Ц			
СТД775	-100	21000	от 0 до 210
СТД775Ц			
СТД810	-2,5	2,5	от 0 до 0,025

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
СТД820	–100	100	от 0 до 1
СТД830	–100	700	от 0 до 7
СТД870	–100	21000	от 0 до 210
СТИ730	–100	350	от 0 до 3,5
СТИ73Л			
СТИ73СП	–100	700	от 0 до 7,0
СТИ735	–100	350	от 0 до 3,5
СТИ735Ц			
СТИ740	–100	3500	от 0 до 35
СТИ74Л			
СТИ745			
СТИ745Ц			
СТИ770	–100	21000	от 0 до 210
СТИ77Л			
СТИ775			
СТИ775Ц			
СТИ830	–100	350	от 0 до 3,5
СТИ83Л			
СТИ840	–100	3500	от 0 до 35
СТИ84Л			
СТИ870	–100	21000	от 0 до 210
СТИ87Л			
СТИ88Л	–100	42000	от 0 до 420
СТИ89Л	–100	69000	от 0 до 690
СТР73Д	–100	700	от 0 до 7,0
СТР74Г	–100	3500	от 0 до 35
СТР82Д	–100	100	от 0 до 1
СТР83Д	–100	700	от 0 до 7
СТР84А	0	3500	от 0 до 35
СТР84Г	–100	3500	от 0 до 35
СТР87Г	–100	21000	от 0 до 210
СТФ725	–100	100	от 0 до 1
СТФ72П			

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
СТФ732	-100	700	от 0 до 7
СТФ73Ф			
СТФ735			
СТФ73П			
СТФ828	-100	100	от 0 до 1
СТФ82Ф			
СТФ832	-100	700	от 0 до 7
СТФ83Ф			

Таблица 5 – Датчики абсолютного давления

Модификация	Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, %	Коэффициенты				
		А, %	В, %	С, кПа	Д, %	Е, %
СТА722	±0,065	0,015	0,050	12,0	0,065	0,045
СТА72Л	±0,065	0,015	0,050	18,7	0,065	0,100
СТА725	±0,065	0,015	0,050	16,0	0,075	0,060
СТА740	±0,065	0,015	0,050	140	0,050	0,010
СТА74Л	±0,065	0,015	0,050	140	0,050	0,015
СТА745	±0,065	0,015	0,050	207	0,075	0,015
СТА77Л	±0,065	0,015	0,050	3500	0,050	0,010
СТА822	±0,040	0,015	0,010	12,0	0,050	0,040
	±0,055	0,015	0,040	12,0	0,050	0,040
СТА82Л	±0,055	0,015	0,040	18,7	0,050	0,080
СТА840	±0,040	0,015	0,010	140	0,025	0,005
	±0,055	0,015	0,040	140	0,025	0,005
СТА84Л	±0,040	0,015	0,010	140	0,025	0,007
	±0,055	0,015	0,040	140	0,025	0,007
СТА87Л	±0,040	0,015	0,010	2070	0,025	0,007
	±0,055	0,015	0,040	2070	0,025	0,007

Таблица 6 – Датчики разности давлений

Модификация	Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, %	Коэффициенты						
		А, %	В, %	С, кПа	Д, %	Е, %	F, %	Н, %
СТД725	±0,065	0,0125	0,0525	6,25	0,050	0,025	0,100	0,0200
СТД725Ц	±0,065	0,0125	0,0525	6,25	0,050	0,025	0,100	0,0200
СТД735	±0,065	0,0125	0,0525	175	0,700	0,015	0,100	0,0200
СТД735Ц	±0,065	0,0125	0,0525	175	0,700	0,015	0,100	0,0200
СТД775	±0,065	0,0125	0,0525	2100	0,700	0,015	0,100	0,0200
СТД775Ц	±0,065	0,0125	0,0525	2100	0,700	0,015	0,100	0,0200
СТД810	±0,040	0,0100	0,0250	0,25	0,070	0,040	0,050	0,0750
СТД820	±0,040	0,0125	0,0250	6,25	0,025	0,007	0,080	0,0070
СТД830	±0,040	0,0125	0,0200	103	0,025	0,010	0,075	0,0075
	±0,050	0,0125	0,0375	103	0,025	0,010	0,075	0,0075
СТД870	±0,040	0,0150	0,0200	1400	0,025	0,006	0,075	0,0075
	±0,050	0,0125	0,0375	1400	0,025	0,006	0,075	0,0075

Таблица 7 – Датчики избыточного давления

Модификация	Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, %	Коэффициенты				
		А, %	В, %	С, кПа	Д, %	Е, %
1	2	3	4	5	6	7
СТИ730	±0,065	0,025	0,040	14	0,060	0,005
СТИ73Л	±0,065	0,025	0,040	28	0,060	0,010
СТИ73СП	±0,065	0,025	0,040	170	0,075	0,065
СТИ735	±0,065	0,025	0,040	20	0,070	0,008
СТИ735Ц	±0,065	0,025	0,040	20	0,070	0,008
СТИ740	±0,065	0,025	0,040	140	0,050	0,007
СТИ74Л	±0,065	0,025	0,040	210	0,050	0,010
СТИ745	±0,065	0,025	0,040	170	0,075	0,013
СТИ745Ц	±0,065	0,025	0,040	170	0,075	0,013
СТИ770	±0,065	0,025	0,040	2100	0,050	0,010
СТИ77Л	±0,065	0,025	0,040	2420	0,050	0,015

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
СТИ775	±0,065	0,025	0,040	2410	0,075	0,013
СТИ775Ц	±0,065	0,025	0,040	2410	0,075	0,013
СТИ830	±0,040	0,015	0,010	7	0,030	0,003
	±0,055	0,015	0,040	7	0,030	0,003
СТИ83Л	±0,040	0,010	0,015	21	0,030	0,006
	±0,055	0,015	0,040	21	0,030	0,006
СТИ840	±0,040	0,015	0,010	140	0,025	0,004
	±0,055	0,015	0,040	140	0,025	0,004
СТИ84Л	±0,040	0,015	0,010	140	0,025	0,007
	±0,055	0,015	0,040	140	0,025	0,007
	±0,055	0,015	0,040	6900	0,025	0,010
СТИ870	±0,040	0,015	0,010	2070	0,025	0,005
	±0,055	0,015	0,040	2070	0,025	0,005
СТИ87Л	±0,040	0,015	0,010	2070	0,025	0,010
	±0,055	0,015	0,040	2070	0,025	0,010
СТИ88Л	±0,040	0,015	0,010	3440	0,025	0,010
	±0,055	0,015	0,040	3440	0,025	0,010
СТИ89Л	±0,040	0,015	0,025	6900	0,025	0,010
	±0,055	0,015	0,040	6900	0,025	0,010

Таблица 8 – Датчики разности давлений с выносными разделительными мембранами

Модификация	Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, %	Коэффициенты					
		А, %	В, %	С, кПа	Д, %	Е, %	Г, кПа
СТР73Д	±0,075	0,025	0,050	25,0	0,028	1,200	50
СТР74Г	±0,075	0,025	0,050	140,0	не нормируется		
СТР82Д	±0,065	0,015	0,050	12,5	0,175	1,00	50
СТР83Д	±0,065	0,015	0,050	210,0	0,025	0,28	210
СТР84А	±0,065	0,015	0,050	140,0	не нормируется		
СТР84Г	±0,065	0,015	0,050	140,0			
СТР87Г	±0,065	0,015	0,050	2100,0			

Таблица 9 – Датчики гидростатического давления с фланцевым подключением

Модификация	Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, %	Коэффициенты						
		A, %	B, %	C, кПа	D, %	E, %	F, %	H, %
СТФ725	±0,065	0,0125	0,0575	6,25	0,280	0,045	0,110	0,0125
СТФ72П	±0,065	0,0125	0,0575	6,25	0,055	0,025	0,030	0,0070
СТФ732	±0,050	0,0125	0,0375	170	0,260	0,040	0,095	0,0100
СТФ735	±0,065	0,0125	0,0575	170	0,080	0,080	0,110	0,0125
СТФ73П	±0,065	0,0125	0,0575	170	0,070	0,015	0,032	0,0050
СТФ73Ф	±0,050	0,0125	0,0375	170	0,065	0,010	0,026	0,0040
СТФ828	±0,040	0,0125	0,0125	6,25	0,210	0,040	0,095	0,0100
СТФ82Ф	±0,040	0,0125	0,0125	6,25	0,025	0,007	0,025	0,0050
СТФ832	±0,040	0,0125	0,0200	103	0,075	0,050	0,095	0,0100
	±0,050	0,0125	0,0375	103	0,075	0,050	0,095	0,0100
СТФ83Ф	±0,040	0,0125	0,0200	103	0,025	0,004	0,026	0,0040
	±0,050	0,0125	0,0375	103	0,025	0,004	0,026	0,0040

Знак утверждения типа

наносится гравировкой или методом фотолитографии на маркировочную табличку на корпусе датчика и полиграфическим методом на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Датчик давления	СТ	1
Комплект монтажных частей	4212-011-34925956-2019 КМЧ	1
Датчики давления СТ 700. Руководство по эксплуатации	34-СТ-25-44-RU	1
Датчики давления СТ 700 с HART/DE. Руководство пользователя	34-СТ-25-47-RU	1
Датчики давления СТ 800. Руководство по эксплуатации	34-СТ-25-35-RU	1
Датчики давления СТ 800 с HART/DE. Руководство пользователя	34-СТ-25-38-RU	1
Датчик давления СТ 700. Паспорт	—	1
Датчик давления СТ 800. Паспорт	—	1
Примечание — Модификация датчика, комплект монтажных частей и эксплуатационная документация для датчика в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах 34-СТ-25-44-RU «Датчики давления СТ 700. Руководство по эксплуатации» и 34-СТ-25-35-RU «Датчики давления СТ 800. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Приказ Росстандарта от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Росстандарта от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па»;

ТУ 4212-011-34925956-2019 «Датчики давления СТ. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тюмень Прибор»
(ООО «Тюмень Прибор»)

ИНН 7203123762

Адрес места осуществления деятельности: 625504, Тюменская обл., м. р-н Тюменский, с.п. поселок Боровский, рп. Боровский, п/р Южный, стр. 5

Телефон: (3452) 666 205; (3452) 790 321

E-mail: info@tmnp.ru

Web-сайт: <http://www.tmnp.ru>

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Web-сайт: <http://www.kip-mce.ru>

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

В части вносимых изменений

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

Адрес: 454020, г. Челябинск, ул. Энгельса, д. 101

Телефон/факс: (351) 232-04-01

E-mail: stand@chelcsm.ru

Web-сайт: 74.csmrst.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00234-2013.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 72147-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, 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 (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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, на котором, выполняется 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 и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК).

Синхронизация часов ИИК и ИВК с единым координированным временем обеспечивается сервером синхронизации времени ССВ-1Г, непрерывно сравнивающим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени сервера синхронизации времени ССВ-1Г, осуществляется периодически 1 раз в 1 час. Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени сервера синхронизации времени ССВ-1Г производится при наличии расхождения ± 1 с и более.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ, осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», метрологически значимая часть которого указана в таблице 1. В ПО «Пирамида 2000» реализована защита измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое средствами ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	Зейская ГЭС, Г 1 (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	EPR20Z 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71083-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Сервер: HP Proliant DL360e Gen10	активная реактивная
2	Зейская ГЭС, Г 2 (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	EPR20Z 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71083-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	Зейская ГЭС, Г 3 (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	EPR20Z 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71083-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	Зейская ГЭС, Г 4 (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71106-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
5	Зейская ГЭС, Г 5 (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71106-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
6	Зейская ГЭС, Г 6 (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71106-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Зейская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.1, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Химкомбинат № 1	IOSK 550 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	CPB 550 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Сервер: HP Proliant DL360e Gen10	активная реактивная
8	Зейская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.3, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС- Химкомбинат № 2	IOSK 550 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 550 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2 СШ 220 кВ, яч. 10, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
10	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1 СШ 220 кВ, яч. 11, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
11	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1 СШ 220 кВ, яч. 6, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
12	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2 СШ 220 кВ, яч. 5, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Призейская	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
13	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.9, ОВ-1	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	CPB 245 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 71084-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.8, ОБ-2	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	CPB 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71084-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Сервер: HP Proliant DL360e Gen10	активная реактивная
15	ПС 220 кВ Электрокотельная, ОРУ-35 кВ, отпайка от ВЛ 35 кВ Энергия-Базовая 01	ТОЛ 35 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
16	ПС 220 кВ Электрокотельная, ОРУ-35 кВ, отпайка от ВЛ 35 кВ Энергия-Базовая 02	ТОЛ 35 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
17	ПС 6 кВ Электрокотельная п. Временный Зейская ГЭС, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
18	ПС 6 кВ Электрокотельная п. Временный Зейская ГЭС, РУСН 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 1	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что 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 без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

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

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 6 (ТТ 0,2; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	0,9	1,8	1,7
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,7	1,3	2,2	1,9
7 – 14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,1	0,9	1,8	1,7
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,0	1,5	2,4	2,1
15; 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,3	1,0	1,9	1,7
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,0	1,9	1,7
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,4	1,1	2,0	1,8
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,1	1,6	2,6	2,2
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,9	1,2	2,3	1,9
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,9	1,2	2,3	1,9
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	2,4	1,5	2,8	2,1
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	4,4	2,7	4,7	3,0
18 (ТТ 0,5S; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,5	1,0	2,1	1,7
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,5	1,0	2,1	1,7
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	2,2	1,3	2,6	1,9
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	4,3	2,6	4,5	2,9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 10 до плюс 35 °С.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 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	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -25 до +40 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - 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 - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 100000 1 22000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 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:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты 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 счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов ТТ и ТН;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения).

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» 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./экз.
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	18
Трансформатор тока	IOSK 123/245/362/550	24
Трансформатор тока	ТОЛ 35	6
Трансформатор тока	ТПОЛ	3
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор напряжения	EPR20Z	9
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	9
Трансформатор напряжения	CPB 72-800	6
Трансформатор напряжения	TEMP 123/245/362/550	18
Трансформатор напряжения	CPB 245	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	18
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер	HP Proliant DL360e Gen10	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Формуляр	ВЛСТ 1150.00.001 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 филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» (АИИС КУЭ филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»), аттестованной АО ГК «Системы и Технологии», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Место нахождения: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Адрес юридического лица: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А,
помещ. 27

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

Место нахождения: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Адрес юридического лица: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А,
помещ. 27

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

в части вносимых изменений

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

ИНН 2724235650

Адрес: 680014, г. Хабаровск, ул. Промышленная, д. 3, оф. 312, оф. 314

Телефон: +7 (962) 500-81-51

E-mail: estandart27@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314580.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 52761-13

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные «АЛКО-П»

Назначение средства измерений

Система измерительная «АЛКО-П» (в дальнейшем – система) предназначена для измерений и учета объема пива (в дальнейшем – измеряемая среда) с удельной электропроводностью от $4 \cdot 10^{-3}$ до 10 См/м, температуры измеряемой среды, а также подсчета количества бутылок.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на измерении суммарного объема пива и напитков, изготавливаемых на основе пива при их производстве (в том числе на линиях розлива), текущего объемного расхода, температуры измеряемой среды, а также подсчета количества бутылок, прошедших по линии розлива.

Система включает в себя специализированный вычислитель СВ-5 (в дальнейшем – СВ), контроллер связи КС, модем и устройства, именуемые в дальнейшем датчиками:

- первичный преобразователь расхода ППР7 (электромагнитный) для измерений расхода среды;

- один из термопреобразователей сопротивления платиновых с градуировочной характеристикой 100П для измерений температуры среды (далее – ТСП):

термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП001 (регистрационный №41750-09), термопреобразователь сопротивления ТСП-Н (регистрационный №38959-17), термопреобразователь сопротивления ТС-Б (регистрационный №72995-20);

- универсальный счетчик бутылок УСБ-3 (УСБ-5) или управляющий модуль учета продукции УМУП (в дальнейшем - счетчик бутылок) для измерений количества бутылок, прошедших через зону контроля счетчика.

Сигналы от всех перечисленных датчиков передаются на специализированный вычислитель СВ, который осуществляет их обработку, индикацию и архивацию параметров измеряемой среды.

В системе предусмотрена возможность передачи информации на устройство сбора и передачи типа ПЭВМ (в дальнейшем – УСПД-ПК) и далее в единую государственную автоматизированную информационную систему учета объема производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции (ЕГАИС).

Контролер связи КС позволяет использовать один УСПД-ПК для вывода информации с нескольких систем. Максимальное количество таких систем – 4. Возможно каскадное включение 4-х КС. В этом случае имеется возможность использовать один УСПД-ПК для вывода информации с 13-ти систем.

Модемы обеспечивают передачу информации между СВ и УСПД-ПК посредством телефонной линии. Возможно подключение УСПД-ПК без модемов.

Система выводит на индикатор СВ и экран дисплея следующие параметры: суммарный объем измеряемой среды при рабочей температуре и приведенный к температуре 20 °С; текущий объемный расход; температуру измеряемой среды; суммарное количество бутылок, прошедших по линии розлива; текущее время и текущую дату; сообщения об ошибках.

Система также обеспечивает: сохранение ранее измеренных значений объемов, количества бутылок и времени наработки при отключении питания системы; индикацию показателей за смену с возможностью сброса текущей индикации; хранение в архиве шестнадцати сброшенных информации о показателях за смену; создание суточного архива глубиной 5 лет, часового глубиной 6 месяцев и возможность вывода из архивов на собственный индикатор информации о суммарных объемах, температуре, количестве бутылок, отключении питания системы и ошибках за любые сутки пяти лет или за любой час шести месяцев по отношению к текущей дате, индицируемой СВ; вывод на экран ПК информации из архивов; возможность корректировки текущей даты и текущего времени, изменения масштабирующего коэффициента, ввода кода пользователя системы, изменения пароля пользователя.

Датчики системы имеют степень защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254-2015 и могут эксплуатироваться согласно ПУЭ “Правила устройства электроустановок” в помещениях класса В-16.

ППР7 взаимозаменяем в комплекте с СВ. Каждая из остальных компонент системы обладает взаимозаменяемостью.

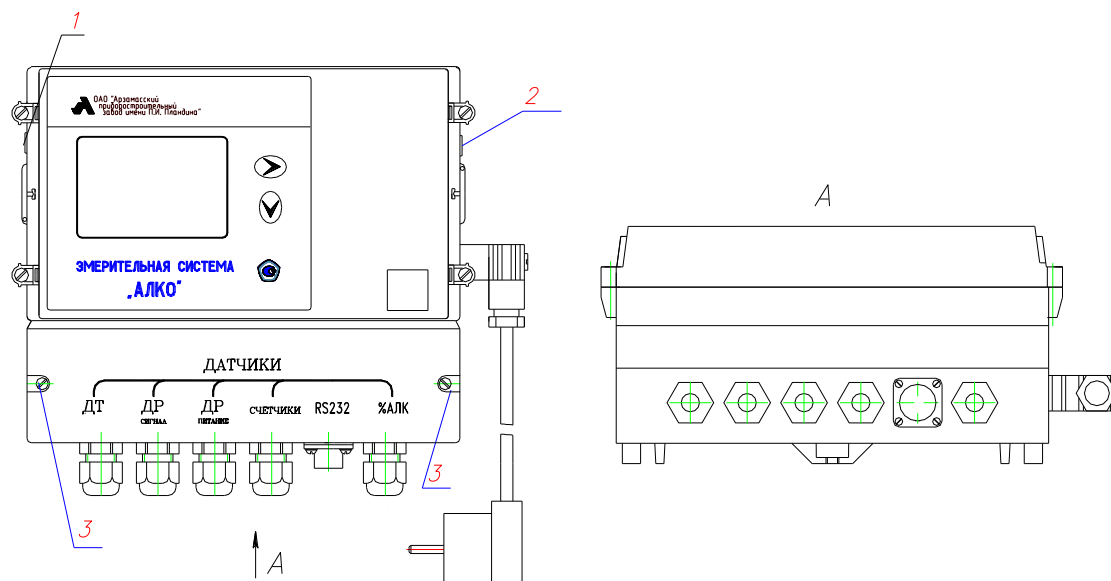
Конкретный состав системы (наличие в системе счетчиков бутылок, контроллера КС, модемов и кабелей) определяется вариантом поставки (по заказу потребителя).

Наименование систем, их заводские номера, основные технические характеристики указываются термотрансферным методом на информационный шильдик, устанавливаемый на монтажный шкаф. Заводские номера систем состоят из арабских цифр по системе нумерации предприятия-изготовителя. Пример информационного шильдика представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Пример информационного шильдика

Общий вид СВ и места пломбирования приведены на рисунке 2.



1-пломба завода-изготовителя; 2-клеймо поверителя;
3-пломба специалиста, проводившего пуско-наладочные работы
Рисунок 2 – Общий вид СВ и места пломбирования

Схема соединений компонентов системы и подключения ее к ПК приведена на рисунке 3.

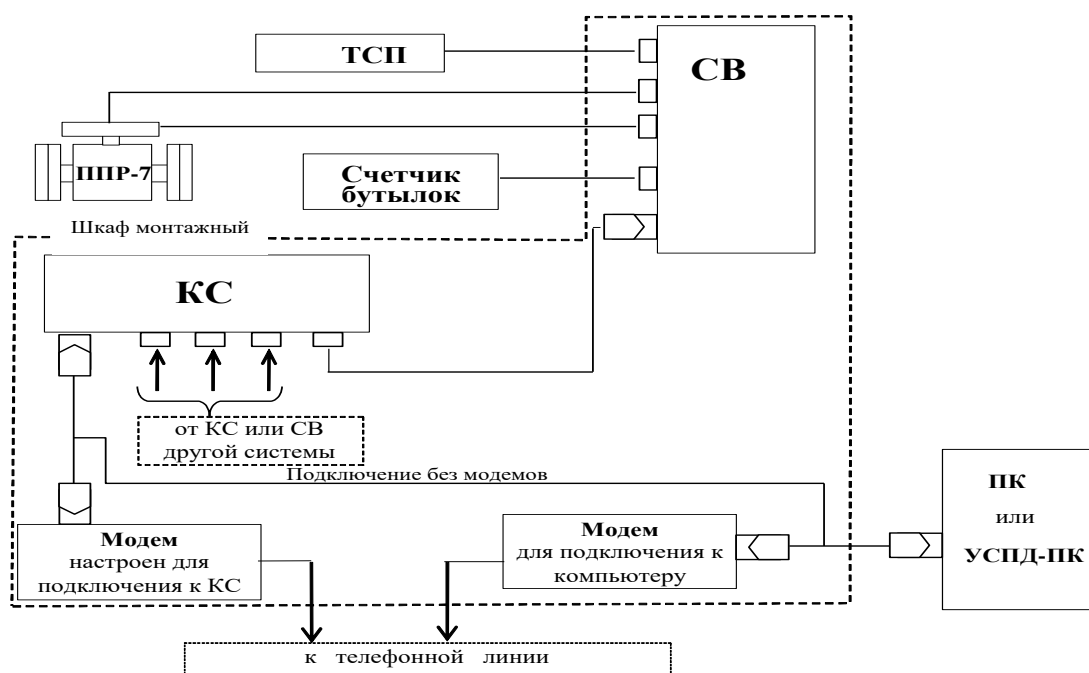


Рисунок 3 – Схема соединений компонентов системы и подключения ее к ПК

Программное обеспечение

Программное обеспечение, записанное в микроконтроллер СВ, производит обработку данных, поступающих от датчиков, и вывод результатов измерений на табло.

Запись программного обеспечения в микроконтроллер осуществляется через технологический разъем, находящийся внутри электронного блока СВ. При выходе из производства СВ пломбируется, согласно рисунку 2. Конструкция СВ не допускает каким-либо иным способом запись программного обеспечения в микроконтроллер.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения, записанного в СВ

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
W_5_00.txt	ЛГФИ.00242	версия 5.00	C5FA	16-ти битная сумма всех байт, входящих в файл кода программы

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «С» согласно МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Диапазоны расходов и масса ППР-7 в зависимости от диаметра условного прохода

Наименование параметра	Значение параметра						
Диаметр условного прохода ППР7, мм	20	32	40	50	80	100	150
Максимальный расход (Q _{max}), л/с (м³/ч)	1,00 (3,60)	3,33 (12,0)	4,00 (14,4)	6,4 (23,04)	22,2 (80)	33,3 (120)	69,4 (250)
Минимальный расход (Q _{min}), л/с (м³/ч)	0,034 (0,12)	0,22 (0,80)	0,40 (1,44)	0,64 (2,30)	0,8 (2,88)	1,26 (4,54)	3,2 (11,52)
Масса ППР7, кг, не более	4,0	4,3	5,0	6,0	9,0	11,0	19,5

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема при рабочей температуре и объема, приведенного к температуре 20°C, %	±0,5
Диапазон температур измеряемой среды, °C	от -5 до +35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±0,5
Температура среды при промывке паром, °C, не более	120
Давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6
Длина соединительных кабелей между СВ и датчиками, м, не более	50
Напряжение питания: - частота, Гц - напряжение, В	50±1 220 ⁺²² ₋₃₃
Потребляемая мощность, В·А, не более	250

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Система устойчива к воздействию внешнего магнитного поля: - постоянного напряженностью, А/м - переменного частотой 50 Гц, напряженностью, А/м	до 400 до 80
Устойчивость составных частей системы к воздействию температуры окружающей среды, °С: - ППР7, ТСП, счетчик бутылок - вычислитель СВ, контроллер связи, КС, модем	от +5 до +40 от +15 до +35
Устойчивость составных частей системы к воздействию относительной влажности, %: - ППР7, ТСП, счетчик бутылок (при температуре не более 25 °С) - вычислитель СВ, контроллер связи, КС, модем (при температуре не более 25°С)	не более 98 не более 80
Масса СВ; КС, кг	не более 4,0
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	12000
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель вычислителя СВ методом трафаретной печати и на титульный лист паспорта - типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол.	Примечание
Система измерительная	«АЛКО-П»	1экз.	Состав согласно заказу
Комплект эксплуатационной документации	-	1 компл.	
Методика поверки	ЛГФИ.407219.009 МИ	1экз.	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 ЛГФИ.407219.009 РЭ «Система измерительная «АЛКО-П». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 г. № 2466 «О ведении и функционировании единой государственной автоматизированной информационной системы учета объема производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции»;

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

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

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;

ЛГФИ.407219.009 ТУ Системы измерительные «АЛКО-П». Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Арзамасский приборостроительный завод имени П.И.Пландина» (АО «АПЗ»)

ИНН 5243001742

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

Факс: (831-47) 7-95-77, 7-95-26

www.aoapz.com; E-mail: apz@aoapz.com

Испытательный центр

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

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

Телефон / факс (495) 437-55-77 / 437-56-66.

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 78923-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новосергиевская солнечная электростанция

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер под управлением гипервизора VMware на базе закрытой облачной системы (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Сервер автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (не реже одного раза в 30 мин) по проводным линиям связи.

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

Один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в XML-формате и передает его по электронной почте во внешние организации. Передача файла с результатами измерений в XML-формате, подписанного электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» производится с АРМ субъекта ОРЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ Новосергиевская солнечная электростанция наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Но мер ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	Новосергиевская СЭС, РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч. 105	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 36291-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	VMware УСВ-2 Рег. № 41681-10
2	Новосергиевская СЭС, РУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч. 205	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 36291-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	Новосергиевская СЭС, ИС-1, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-1	ТТИ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 28139-12	ТТВ кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	Новосергиевская СЭС, ИС-1, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-1	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 75345-19	ТТВ кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
5	Новосергиевская СЭС, ИС-2, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-2	ТТИ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 28139-12	ТТВ кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	Новосергиевская СЭС, ИС-2, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-2	ТТИ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 28139-12	ТТВ кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7	Новосергиевская СЭС, ИС-3, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-3	ТТИ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 28139-12	ТТВ кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
8	Новосергиевская СЭС, ИС-3, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-3	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТВ кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

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

4 Замена оформляется актом в установленном владельцем АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала относительной погрешности ИК (активная энергия)							
		основной погрешности (±δ), %			в рабочих условиях экс- плуатации (±δ), %				
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5		
1 – 8 (Счетчики - 0,2S; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8		
	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0		
	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3		
	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3		
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала относительной погрешности ИК (реактивная энергия)							
		основной погрешности (±δ), %		в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %					
		cos φ = 0,8		cos φ = 0,5		cos φ = 0,8		cos φ = 0,5	
1 – 8 (Счетчики - 0,5; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	4,0		2,4		4,3		2,7	
	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	2,5		1,5		2,9		2,0	
	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	1,9		1,2		2,3		1,7	
	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %	1,9		1,2		2,3		1,7	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с						±5			
Примечания:									
1 Погрешность измерений δ _{1(2)%} активной и реактивной электрической энергии для cosφ=1,0 нормируется от I ₁ %, а для cosφ<1,0 нормируется от I ₂ %.									
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 мин.									
3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности, равной 0,95.									

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$, не менее частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды: в месте расположения ТТ и ТН, °С в месте расположения счетчиков, °С	от -40 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.
В журналах событий счетчиков и сервера фиксируются факты:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции шкалы времени.
Защищенность применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электроэнергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электроэнергии;
сервера.
Возможность коррекции шкалы времени в:
счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛЮ-35	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	12
Трансформаторы тока	ТТН	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформаторы напряжения	ТТВ	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Сервер	VMware	1
ПО (комплект)	ПК «Энергосфера»	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	1910НВС-СЭС-Э-АИИСКУЭ-ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Новосергиевская солнечная электростанция», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2021.40083.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМИР-ПРО»
(ООО «ЭНЕРГОМИР-ПРО»)

ИНН 7736653033

Адрес: 119071, г. Москва, ул. Малая Калужская, д. 15, стр. 17, оф. 420

Телефон: +7 (499) 346-63-01

Web-сайт: www.energomir.pro

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): +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.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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