

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93230-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения (далее – Комплекс) предназначен для измерений входных аналоговых сигналов силы постоянного электрического тока и измерений входных аналоговых сигналов электрического сопротивления с последующим преобразованием их в значения температуры, а также для формирования управляющих аналоговых сигналов силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия Комплекса основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке с применением системы измерительно-управляющей PlantCruise by Experion (далее – Система) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 67039-17) входных аналоговых сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (не входящих в состав Комплекса), в значения измеряемых физических величин, отображаемых и архивируемых на компьютере рабочей станции оператора, а также для формирования и выдачи аналоговых управляющих выходных сигналов.

Комплекс состоит из совокупности измерительных каналов. Компоненты измерительных каналов Комплекса соединяются проводными линиями связи.

Конструктивно Комплекс включает в себя шкаф управления и шкаф сервера с расположенными в них средствами измерений, оборудованием для монтажа проводных линий связи, сетевым и другим оборудованием, а также две рабочих станции оператора (основная и резервная).

Состав измерительных каналов Комплекса приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав измерительных каналов Комплекса

Тип измерительного канала	Средства измерений в составе измерительного канала	Количество измерительных каналов
Измерительные каналы 1 типа: аналоговый вход силы постоянного электрического тока от 4 до 20 мА	Модуль 900U01-0100 контроллера ControlEdge PLC (в составе Системы, рег. № 67039-17)	40
Измерительные каналы 2 типа: аналоговый вход сигналов термопреобразователей сопротивления с номинальной статической характеристикой 100П	Преобразователи измерительные S, K, H, мод. KCD2-UT2-Ex1 (рег. № 65857-16); Модуль 900U01-0100 контроллера ControlEdge PLC (в составе Системы, рег. № 67039-17)	28
Измерительные каналы 3 типа: аналоговый вход силы постоянного электрического тока от 4 до 20 мА	Барьеры безопасности серии TIK-BIS.XXX.XXXX, мод. TIK-BIS.111.1113 (рег. № 82188-21); Модуль 900U01-0100 контроллера ControlEdge PLC (в составе Системы, рег. № 67039-17)	2
	Барьеры безопасности TIK-BIS-51-7 Модуль 900U01-0100 контроллера ControlEdge PLC (в составе Системы, рег. № 67039-17)	4
Измерительные каналы 4 типа: аналоговый выход силы постоянного электрического тока от 4 до 20 мА	Преобразователи измерительные разделительные MACX MCR, мод. MACX MCR-IDS-I-I-SP (рег. № 82253-21); Модуль 900U01-0100 контроллера ControlEdge PLC (в составе Системы, рег. № 67039-17)	4

Комплекс является средством измерений единичного производства. Заводской номер Комплекса: 0001. Заводской номер нанесен на Комплекс методом гравировки на металлизированной панели. Панель приклеена на наружную сторону двери шкафа управления Комплекса. Также заводской номер указан в паспорте Комплекса.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунках 1 – 4.



Рисунок 1 – Шкаф управления



Рисунок 2 – Шкаф сервера



Рисунок 3 – Основная и резервная рабочие станции оператора



Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера

Пломбирование Комплекса не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций Комплекса. Комплекс работает под управлением ПО ControlEdge Builder и Experion. Метрологически значимая часть ПО частично находится во встроенном ПО модулей контроллеров, устанавливаемое в энергонезависимую память модулей, и в процессе эксплуатации Комплекса изменению не подлежит, так как доступ пользователей к ней отсутствует. Также метрологически значимая часть ПО находится в прикладном программном обеспечении центральных процессоров контроллеров Комплекса и хранится в энергонезависимой памяти. Защита прикладного программного обеспечения от несанкционированного изменения обеспечена наличием пароля доступа к ПО ControlEdge Builder.

Защита от несанкционированного изменения ПО Комплекса обеспечивается применением однократно устанавливаемого программного продукта на базе ПО ControlEdge

Builder и Experion, установленного на рабочую станцию оператора, а также паролями доступа к интерфейсу ПО.

Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ControlEdge Builder	Experion
Номер версии (идентификационный номер ПО)	170.1-21.0	R511.1
Цифровой идентификатор ПО	–	–

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики средства измерений приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики средства измерений

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений измерительных каналов 1 типа, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений измерительных каналов 1 типа, %	±0,15
Диапазон измерений измерительных каналов 2 типа, °С	от –50 до +150
	от –50 до +200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений измерительных каналов 2 типа, °С	±1
Диапазон измерений измерительных каналов 3 типа, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений измерительных каналов 3 типа, %	±0,47
Диапазон измерений измерительных каналов 4 типа, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений измерительных каналов 4 типа, %	±0,76
¹⁾ За нормирующее значение принимается значение диапазона измерений измерительного канала.	

Основные технические характеристики средства измерений приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +25
- относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, %	от 30 до 80

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации Комплекса.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность Комплекса

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения	—	1
«Комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения. Паспорт»	05304012.425200.21.04.010-ПС	1
«Руководство по эксплуатации на комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения»	05304012.425200.21.04.010.РЭ	1
«Комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения. Строительство ДНС на Одиновском месторождении. Описание программного обеспечения»	05304012.425200.21.04.010.ПА	1
«Государственная система обеспечения единства измерений. Комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения. Методика поверки»	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «8 Методы измерений» документа 05304012.425200.21.04.010.РЭ «Руководство по эксплуатации на комплекс измерительно-управляющий ДНС-0130 Одиновского месторождения».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)
ИНН 5902201970
Юридический адрес: 614068, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62
Телефон: (342) 2356648, факс: (342) 2356807
Web-сайт: <http://www.perm.lukoil.ru>
E-mail: lp@lp.lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Антал» (ООО «Антал»)
ИНН 5904371223
Адрес: 614039, г. Пермь, ул. Швецова, д. 39, оф. 110
Телефон: 89028324285
E-mail: info@antal-en.ru

Испытательный центр

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

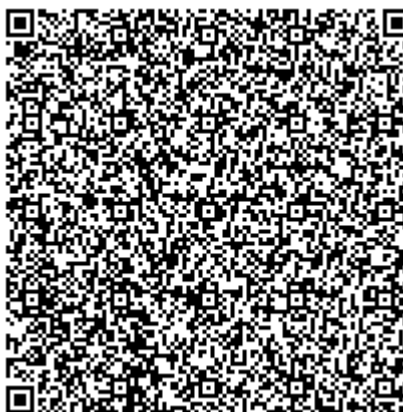
Адрес: 614068, г. Пермь, ул. Борчанинова, д. 85

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

Web-сайт: <http://www.permcsm.ru>

E-mail: pcsm@permcsn.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311973.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93231-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Генераторы сигналов произвольной формы VERDO GW1000

Назначение средства измерений

Генераторы сигналов серии VERDO GW1000 (далее – генераторы) предназначены для воспроизведения периодических немодулированных сигналов различных форм, сигналов с различными видами модуляции и сигналов произвольной формы.

Описание средства измерений

Генераторы представляют собой лабораторные многофункциональные измерительные приборы, принцип действия которых основан на сочетании технологии прямого цифрового синтеза (DDS) и генерации сигналов произвольной формы (Arb). Такая комбинация позволяет получать стабильные, высокоточные сигналы с низким коэффициентом нелинейных искажений, формировать сигналы произвольной формы.

Управление генераторами осуществляется вручную с лицевой панели или дистанционно по интерфейсам LAN, USB.

Серия генераторов VERDO GW1000 включает в себя десять модификаций, отличающихся верхней границей частотного диапазона и максимальной частотой дискретизации. Перечень модификаций приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации генераторов сигналов VERDO GW1000

Обозначение модификации	Верхняя граница частотного диапазона, МГц	Частота дискретизации, МГц
GW1401	30	500
GW1402	35	
GW1403	60	
GW1404	80	
GW1405	100	
GW1501	80	1250
GW1502	100	
GW1503	160	
GW1504	200	
GW1505	250	

Конструктивно генераторы выполнены в виде моноблока в настольном исполнении. Генераторы снабжены поворотной ручкой для переноски. В конструкции генераторов имеется контроллер, встроенная программа служит обеспечению работы генераторов при автономном использовании. Возможно внешнее управление генераторами с персонального компьютера

(ПК). Подключение к ПК осуществляется через стандартный интерфейс связи - разъем USB type-B, который расположен на задней панели генераторов (рисунок 3).

Обозначение модификации генератора наносится методом шелкографии на переднюю панель в цифробуквенном формате из шести знаков (рисунки 1, 2), а также вместе с уникальным заводским номер в формате семи цифр на самоклеящейся этикетке, помещенной на задней панели (рисунок 4).

Места для нанесения знака утверждения типа и знака поверки, а также схема пломбирования указаны на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид (передняя панель) генераторов GW1401 – GW1405



Рисунок 2 – Общий вид (передняя панель) генераторов GW1501 – GW1505

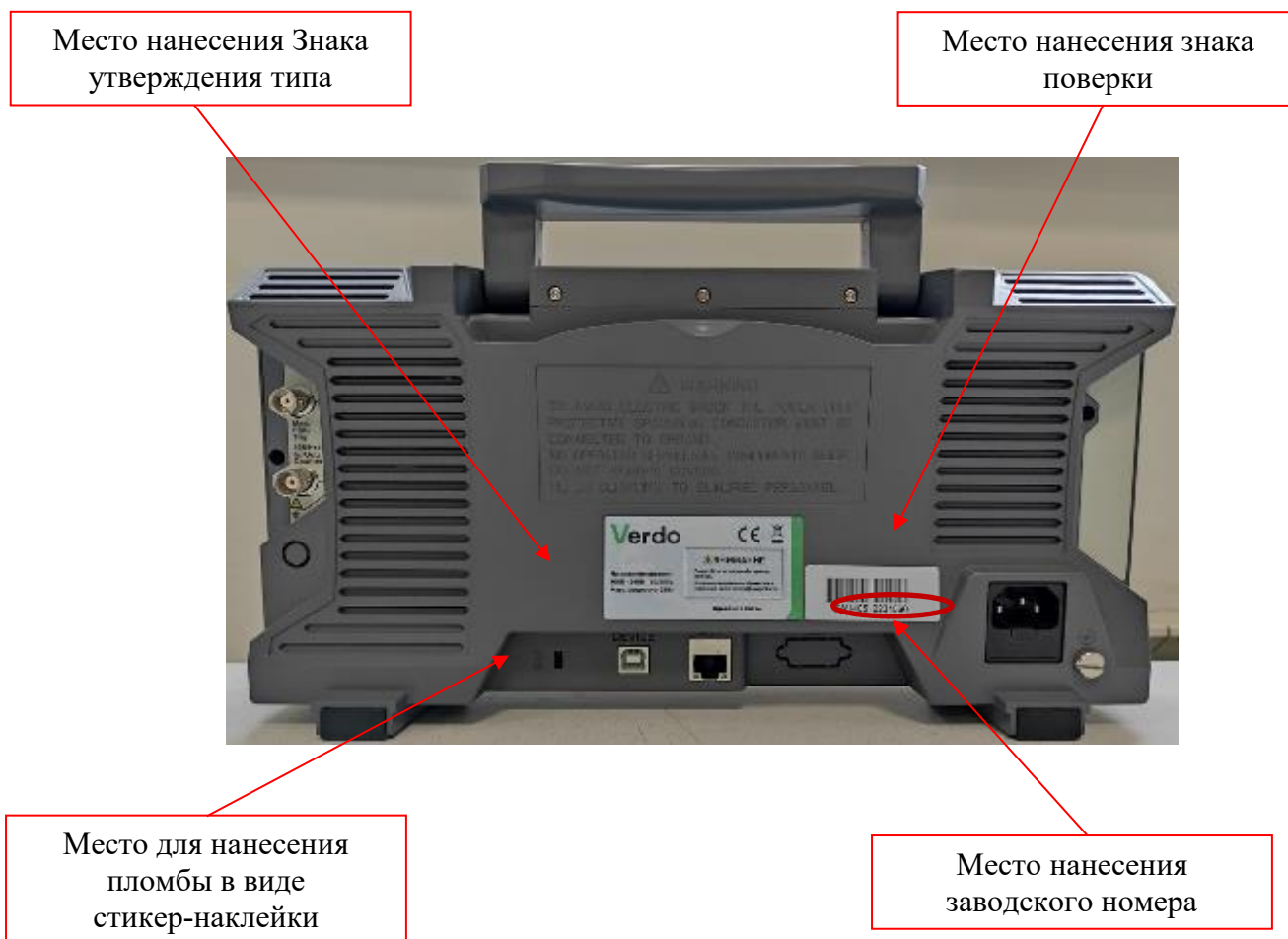


Рисунок 3 – Общий вид (задняя панель) генераторов



Рисунок 4 – Фрагмент задней панели генераторов с этикеткой

Программное обеспечение

Программное обеспечение, установленное на внутренний контроллер, служит для управления режимами работы генераторов, его метрологически значимая часть выполняет функции обработки, представления, записи и хранения измерительной информации.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	GW Firmware
Номер версии (идентификационный номер) для модификаций GW1401 – GW1405	не ниже V5.1.0
Номер версии (идентификационный номер) для модификаций GW1501 – GW1505	не ниже V3.1.1

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики генераторов GW1401÷GW1405

Наименование характеристики	Значение для модификаций				
	GW1401	GW1402	GW1403	GW1404	GW1405
1	2	3	4	5	6
Максимальная частота для основных форм сигналов, МГц, не менее					
– синусоидальный	30	35	60	80	100
– прямоугольный	15	15	30	30	30
– импульсный	15	15	25	25	25
– треугольный (пилообразный)	3	3	3	3	3
– шумоподобный	30	35	60	80	100
– произвольной формы	15	15	15	15	15
– гармонический	15	17,5	30	40	50
Неравномерность АЧХ синусоидального сигнала, дБ, не более ¹⁾ , в диапазонах частот:					
– до 10 МГц включ.	±0,25	±0,25	±0,25	±0,25	±0,25
– свыше 10 до 60 МГц включ.	±0,3	±0,3	±0,3	±0,3	±0,3
– свыше 60 до 100 МГц включ.	–	–	–	±0,5	±0,5
Относительный уровень гармоник синусоидального сигнала, дБ, не более ²⁾ , в диапазонах частот:					
– до 1 МГц включ.	–65	–65	–65	–65	–65
– свыше 1 до 10 МГц включ.	–60	–60	–60	–60	–60
– свыше 10 до 60 МГц включ.	–55	–55	–55	–55	–55
– свыше 60 до 100 МГц включ.	–	–	–	–50	–50

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Диапазон установки амплитуды переменного напряжения (значение от пика до пика) U_M , В на нагрузку 50 Ом в диапазонах частот: – до 25 МГц включ. – свыше 25 до 60 МГц включ. – свыше 60 до 100 МГц включ. на высокоомную нагрузку в диапазонах частот: – до 25 МГц включ. – свыше 25 до 60 МГц включ. – свыше 60 до 100 МГц включ.	от 0,001 до 10 от 0,001 до 5 от 0,001 до 2,5 от 0,002 до 20 от 0,002 до 10 от 0,002 до 5				
Примечания: 1) Относительно амплитуды напряжения 1 В (значение от пика до пика) на частоте 100 кГц на нагрузку 50 Ом; 2) При амплитуде напряжения 0,632 В (значение от пика до пика) на нагрузку 50 Ом, типовые справочные значения.					
Пределы диапазона установки постоянного напряжения смещения U_{CM} , В, на нагрузку 50 Ом в диапазонах частот: – до 25 МГц включ. – свыше 25 до 60 МГц включ. – свыше 60 до 100 МГц включ. на высокоомную нагрузку в диапазонах частот: – до 25 МГц включ. – свыше 25 до 60 МГц включ. – свыше 60 до 100 МГц включ.	±4,999 ±2,499 ±1,249 ±9,999 ±4,998 ±2,499				
Коэффициент гармоник на частотах от 10 Гц до 20 кГц при уровне выходного напряжения 1 В (значение от пика до пика), %, не более	0,08				
Длительность фронта/среза сигнала прямоугольной формы, нс, не более	8,0				
Минимальная частота сигнала, мкГц, не более	1,0				
Разрешение по частоте	1 мкГц или ед. мл. разряда				

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты при выпуске из производства или после подстройки	$\pm 2,0 \cdot 10^{-6}$				
Относительный годовой дрейф частоты, не более	$\pm 1,0 \cdot 10^{-6}$				
Разрешение по напряжению (значение от пика до пика)	0,1 мВ или ед. мл. разряда				
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки напряжения, В – амплитуда (значение от пика до пика) U_M синусоидального сигнала частотой 1 кГц ³⁾ – постоянное напряжение смещения U_{CM}	$0,01 \cdot U_M + 0,001$ $\pm(0,01 \cdot U_{CM} + 0,005 \cdot U_M + 0,001)$				
Примечание: 3) При постоянном напряжении смещения $U_{CM} = 0$ В, для U_M более 10 мВ (значение от пика до пика).					

Таблица 4 – Метрологические характеристики генераторов GW1501 ÷ GW1505

Наименование характеристики	Значение для модификаций				
	GW1501	GW1502	GW1503	GW1504	GW1505
1	2	3	4	5	6
Максимальная частота для основных форм сигналов, МГц, не менее					
– синусоидальный	80	100	160	200	250
– прямоугольный	30	40	50	50	50
– импульсный	25	25	25	25	25
– треугольный (пилообразный)	5	5	5	5	5
– шумоподобный	120	120	120	120	120
– произвольной формы	15	15	15	15	15
– гармонический	40	50	80	100	125
Неравномерность АЧХ синусоидального сигнала, дБ, не более 1), в диапазонах частот:					
– до 60 МГц включ.	$\pm 0,3$	$\pm 0,3$	$\pm 0,3$	$\pm 0,3$	$\pm 0,3$
– свыше 60 до 100 МГц включ.	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
– свыше 100 до 160 МГц включ.	–	–	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
– свыше 160 до 250 МГц включ.	–	–	–	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Относительный уровень гармоник синусоидального сигнала, дБ, не более ²⁾ , в диапазонах частот: – до 1 МГц включ. – свыше 1 до 10 МГц включ. – свыше 10 до 120 МГц включ. – свыше 120 до 250 МГц включ.	–65 –60 –50 –	–65 –60 –50 –	–65 –60 –50 –45	–65 –60 –50 –45	–65 –60 –50 –45
Диапазон установки амплитуды переменного напряжения (значение от пика до пика) U _м , В, в диапазонах частот: на нагрузку 50 Ом – до 40 МГц включ. – свыше 40 до 80 МГц включ. – свыше 80 до 120 МГц включ. – свыше 120 до 250 МГц включ. на высокоомную нагрузку – до 40 МГц включ. – свыше 40 до 80 МГц включ. – свыше 80 до 120 МГц включ. – свыше 120 до 250 МГц включ.	от 0,001 до 10 от 0,001 до 5 от 0,001 до 2,5 от 0,001 до 1 от 0,002 до 20 от 0,002 до 10 от 0,002 до 5 от 0,002 до 2				
Примечания: 1) Относительно амплитуды напряжения 1 В (значение от пика до пика) на частоте 100 кГц на нагрузку 50 Ом; 2) При амплитуде напряжения 0,632 В (значение от пика до пика) на нагрузку 50 Ом, типовые справочные значения.					
Пределы диапазона установки постоянного напряжения смещения U _{см} , В, в диапазонах частот: на нагрузку 50 Ом – до 40 МГц включ. – свыше 40 до 80 МГц включ. – свыше 80 до 120 МГц включ. – свыше 120 до 250 МГц включ. на высокоомную нагрузку – до 40 МГц включ. – свыше 40 до 80 МГц включ. – свыше 80 до 120 МГц включ. – свыше 120 до 250 МГц включ.	±4,999 ±2,498 ±1,249 ±0,499 ±9,999 ±4,998 ±2,498 ±0,999				
Коэффициент гармоник на частотах от 10 Гц до 20 кГц при уровне выходного напряжения 1 В (значение от пика до пика), %, не более	0,08				

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Длительность фронта/среза сигнала прямоугольной формы, нс, не более	5,0				
Минимальная частота сигнала, мкГц, не более	1,0				
Разрешение по частоте	1 мкГц или ед. мл. разряда				
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты при выпуске из производства или после подстройки	$\pm 1,0 \cdot 10^{-6}$				
Относительный годовой дрейф частоты, не более	$\pm 1,0 \cdot 10^{-6}$				
Разрешение по напряжению, мВ	1				
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки напряжения, В – амплитуда (значение от пика до пика) U_M синусоидального сигнала частотой 1 кГц ³⁾ – постоянное напряжение смещения U_{CM}	$0,01 \cdot U_M + 0,001$ $\pm (0,01 \cdot U_{CM} + 0,005 \cdot U_M + 0,001)$				
Примечание: 3) При постоянном напряжении смещения $U_{CM} = 0$ В, для U_M более 10 мВ (значение от пика до пика).					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип выходного высокочастотного соединителя	BNC(f)
Сопrotивление нагрузки (по выбору)	50 Ом; высокоомная
Число каналов	2
Разрядность цифро-аналогового преобразователя, бит	14
Напряжение питающей сети, В	от 207 до 253
Номинальные значения частоты питающей сети, Гц	от 49,6 до 50,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	50
Габаритные размеры, ширина×глубина×высота, мм, не более	340×90×177
Масса, кг, не более	2,5
Рабочие условия применения: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на заднюю панель корпуса в виде самоклеящейся этикетки и на титульный лист руководства пользователя типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность генераторов

Наименование и обозначение	Обозначение	Кол-во, шт/экз.
Генератор сигналов произвольной формы	(модификация)	1
Кабель сетевой	-	1
Кабель USB	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Компакт-диск с ПО	-	1
Кабель BNC(m-m)		
– для модификаций GW1401÷GW1405	-	1
– для модификаций GW1501÷GW1505	-	2

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в руководстве по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

«Генераторы сигналов VERDO GW1000», стандарт предприятия, ES-GV1000-02S, 2024.

Правообладатель

Fujian Lilliput Optoelectronics Technology Co., Ltd., Китай
Адрес: No. 19, Heming Road, Longwen Zone Zhangzhou City, FuJian, China
Сайт: www.owon.com
Телефон: +86 592 257 5666 ext. 208
Факс: +86 592 257 5669

Изготовитель

Fujian Lilliput Optoelectronics Technology Co., Ltd., Китай
Адрес: No. 19, Heming Road, Longwen Zone Zhangzhou City, FuJian, China
Сайт: www.owon.com
Телефон: +86 592 257 5666 ext. 208
Факс: +86 592 257 5669

Испытательный центр

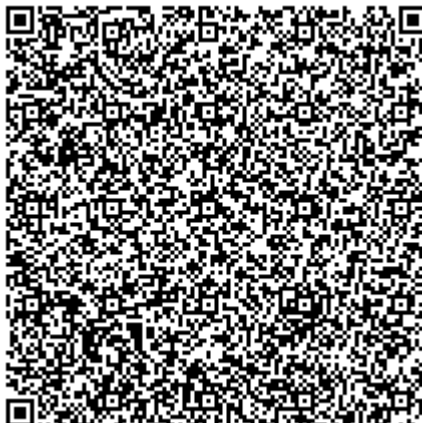
Акционерное общество «АКТИ-Мастер» (АО «АКТИ-Мастер»)

Адрес: 127106, г. Москва, Нововладыкинский пр-д, д. 8, стр. 4, оф. 310–312

Телефон/факс: +7(495) 926–71–85

E-mail: post@actimaster.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311824.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93232-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы магнитные PROGRESS-CIM

Назначение средства измерений

Анализаторы магнитные PROGRESS-CIM (далее – анализаторы) предназначены для измерений магнитной индукции постоянного магнитного поля у поверхности радиально намагниченных кольцевых, цилиндрических магнитов.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов заключается в измерении магнитной индукции постоянного магнитного поля, создаваемого постоянными магнитами, посредством первичного преобразователя Холла.

Конструктивно анализаторы состоят из измерительного блока, промышленного компьютера с программным обеспечением (далее – ПО) и монитора.

Измерительный блок включает в свой состав механизм крепления и перемещения измерительного зонда по осям X и Y со шкалами, стойку со шкалой по оси Z для обеспечения перемещения зонда по вертикали, поворотный патрон с многокулачковым зажимом для установки образцов, измерительный зонд с преобразователем Холла и блок электроники.

Корпус измерительного блока анализатора выполнен из металла и окрашивается в цвет, определяемый изготовителем. Кулачки зажимного патрона выполнены из неферромагнитных сплавов.

Измерительный зонд помещен в съемный прозрачный корпус, который защищает зонд от механических повреждений.

Промышленный компьютер с ПО выполнен в виде отдельного блока и позволяет управлять поворотным патроном, процессом измерений, сохранять и/или отображать протокол результатов измерений.

Индикация результатов измерений производится в единицах магнитной индукции: мТл, Гс, кГс.

Анализаторы выпускаются в двух модификациях – PROGRESS-CIM-3110 и PROGRESS-CIM-3110RMT, отличающихся техническими характеристиками и ПО.

Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1, измерительного зонда – на рисунке 2, место нанесения серийного номера – на рисунке 3.

Серийный номер, в виде буквенно-цифрового обозначения, обеспечивающий идентификацию анализатора, наносится на заднюю панель корпуса анализатора в виде наклейки.

Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено.

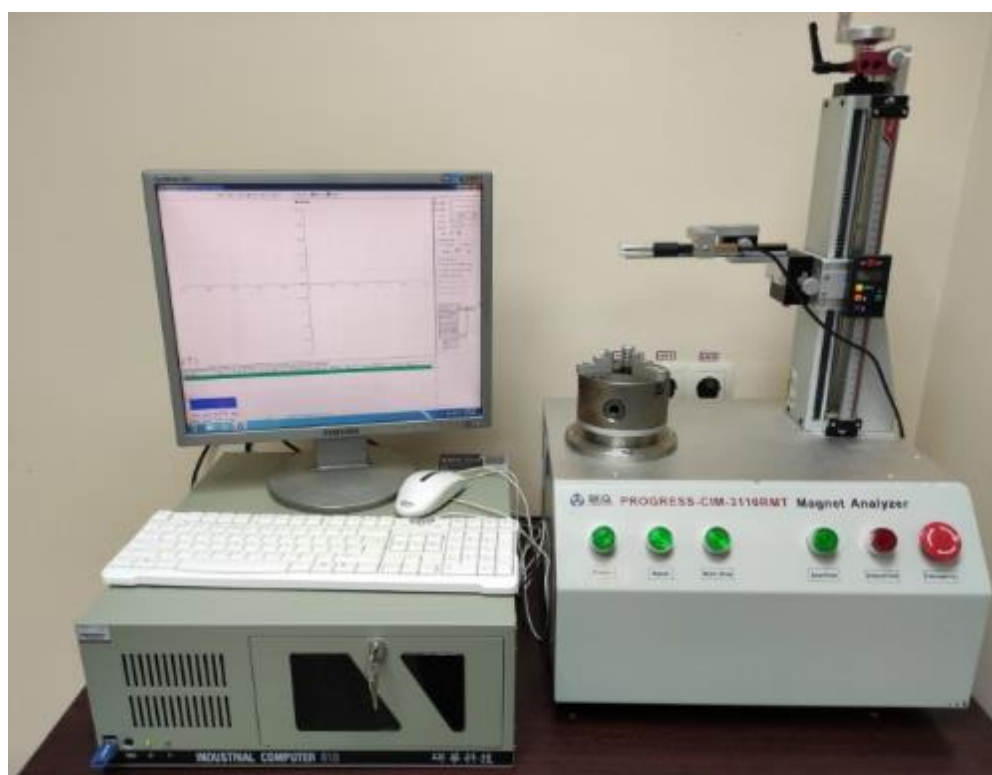
Пломбирование анализаторов не предусмотрено.



а)



б)



в)

Рисунок 1 – Общий вид анализаторов
(а) измерительный блок анализатора модификации PROGRESS-CIM-3110;
б) измерительный блок анализатора модификации PROGRESS-CIM-3110RMT;
в) общий вид анализаторов)



Рисунок 2 – Общий вид измерительного зонда и места его крепления



Место
нанесения
серийного
номера

Рисунок 3 – Место нанесения серийного номера

Программное обеспечение

ПО анализаторов предназначено для управления работой анализаторов и обеспечивает ввод исходных параметров, управление процессом измерений, обработку и сохранение данных, формирование протокола измерений. Результаты измерений выводятся в виде графиков и/или таблиц и при необходимости могут быть сохранены.

ПО функционирует в среде Windows и устанавливается на промышленный компьютер, входящий в состав анализатора.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификации	
	PROGRESS-CIM-3110RMT	PROGRESS-CIM-3110
Идентификационное наименование ПО	Magnetic Field Measurement System	Magnet Analyzer Test System
Номер версии (идентификационный номер ПО) *	V6.X	2.08.XX.XXX
Цифровой идентификатор ПО	-	-
*X – обозначение номера версии метрологически незначимой части ПО		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний магнитной индукции постоянного магнитного поля, мТл	от 0 до 800
Диапазон измерений магнитной индукции постоянного магнитного поля, мТл	от 5 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений магнитной индукции постоянного магнитного поля, %: - в поддиапазоне от 5 до 100 мТл включ., - в поддиапазоне св. 100 до 800 мТл	± 5 $\pm 1,5$
Цена единицы наименьшего разряда при измерении магнитной индукции постоянного магнитного поля, мТл	0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	PROGRESS-CIM-3110RMT	PROGRESS-CIM-3110
Пределы измерений, мТл	100; 200; 400; 800	
Максимальное перемещение измерительного зонда, мм – по оси X – по оси Y – по оси Z	125 25 200	160 50 200
Угловое разрешение поворотного патрона, °	0,01	
Габаритные размеры измерительного блока, мм, не более – длина – ширина – высота	460 410 750	450 420 730
Масса, кг, не более – измерительного блока – промышленного компьютера с монитором	35 25	
Параметры электрического питания: – напряжение, В – частота, Гц	220 $\pm$ 20 50 $\pm$ 5	220 $\pm$ 20 50 $\pm$ 5
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, %	от +18 до +28 от 30 до 75	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение для модификации		Количество
Анализатор магнитный PROGRESS-CIM в составе:	PROGRESS-CIM-3110RMT	PROGRESS-CIM-3110	1 шт.
– измерительный блок	CIM-3110RMT Magnet analyzer	CIM-3110 Magnet analyzer	1 шт.
– промышленный компьютер с ПО	–	–	1 шт.
– монитор	–	–	1 шт.
Образцовый магнит*	–	–	1 шт.
Эксплуатационная документация	Анализатор магнитный PROGRESS-CIM-3110RMT. Руководство по эксплуатации	Анализатор магнитный PROGRESS-CIM-3110. Руководство по эксплуатации.	1 экз.
Методика поверки	–		1 экз.
* – поставляется по требованию заказчика			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 3 «Эксплуатация» документа «Анализатор магнитный PROGRESS-CIM-3110RMT. Руководство по эксплуатации»; главе 2 «Эксплуатация» документа «Анализатор магнитный PROGRESS-CIM-3110. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.030-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений магнитной индукции, магнитного потока, магнитного момента и градиента магнитной индукции;

Стандарт предприятия HUNAN LINKJOIN TECHNOLOGY CO., LTD.

Правообладатель

HUNAN LINKJOIN TECHNOLOGY CO., LTD, Китай

Адрес: 5F, Carve Out Building, Economic Development Zone, Loudi, Hunan Province, China

Изготовитель

HUNAN LINKJOIN TECHNOLOGY CO., LTD, Китай

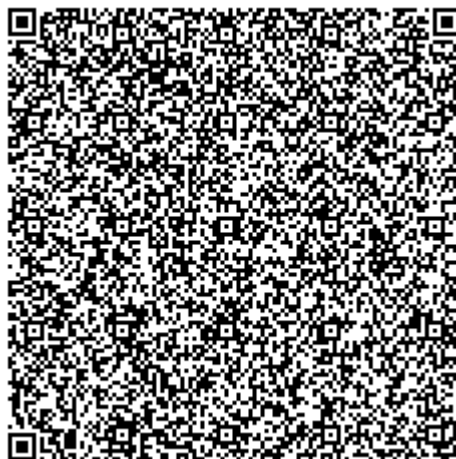
Адрес: 5F, Carve Out Building, Economic Development Zone, Loudi, Hunan Province, China

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93233-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики напряжения QPSW1000-02

Назначение средства измерений

Датчики напряжения QPSW1000-02 (далее – датчики) предназначены для преобразований напряжения постоянного и переменного тока в выходной сигнал силы постоянного или переменного тока соответственно.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на масштабном преобразовании (уменьшении) входного напряжения постоянного или переменного тока с последующим преобразованием в выходной сигнал силы постоянного или переменного тока. Измеряемое напряжение постоянного или переменного тока через входной соединитель X2 поступает на входной делитель напряжения датчика, который его масштабирует (уменьшает). Затем выходное напряжение делителя поступает на блок обработки входного сигнала, который преобразовывает его в выходной токовый сигнал, поступающий на выходной соединитель X1. Внешнее напряжение питания датчика поступает через выходной соединитель X1.

Конструктивно датчики состоят из платы, пластикового корпуса, входного соединителя X2, одного входного делителя напряжения, блока обработки входного сигнала, одного аналогового выхода и выходного соединителя X1.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид датчиков с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на датчики в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) датчиков не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение напряжения постоянного тока, В	1000
Диапазон преобразований напряжения постоянного тока, В	от 50 до 1000
Номинальное значение напряжения переменного тока, В	650
Диапазон преобразований напряжения переменного тока с частотой от 20 до 150 Гц, В	от 50 до 650
Пределы допускаемой приведенной (к номинальному значению) погрешности преобразований напряжения постоянного тока, %	± 2
Пределы допускаемой приведенной (к номинальному значению) погрешности преобразований напряжения переменного тока с частотой от 20 до 150 Гц, %	± 2
Выходной сигнал силы постоянного тока, мА	от 2,5 до 50
Выходной сигнал силы переменного тока с частотой от 20 до 150 Гц, мА	от 2,5 до 32,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока (двухполярное), В	$\pm 15^{+1,5}_{-1,5}$
Потребляемая мощность, Вт, не более	3
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +60
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	70×95×59
Масса, кг, не более	0,2
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится в правом верхнем углу титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку корпуса датчика любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность датчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик напряжения	QPSW1000-02	1 шт.
Паспорт	АБМФ.411545.003ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АБМФ.411545.003РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации АБМФ.411545.003РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

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

ТУ 26.51.85-003-77451428-2021 «Датчик напряжения QPSW1000-02. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 7733541959

Адрес юридического лица: 119071, г. Москва, ул. Малая Калужская, дом 15, строение 17, этаж 2, помещение X, комн. 16

Изготовитель

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

ИНН 7733541959

Адрес: 119071, г. Москва, ул. Малая Калужская, д. 15, стр. 17, эт. 2, помещ. X, ком. 16

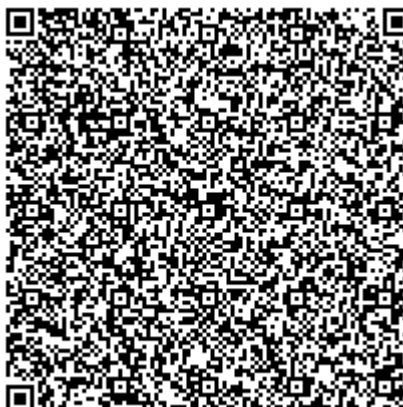
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93234-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры поплавковые UNZ-50/S

Назначение средства измерений

Уровнемеры поплавковые UNZ-50/S (далее – уровнемеры) предназначены для измерений уровня жидкости.

Описание средства измерений

Уровнемеры состоят из измерительного преобразователя (конвертера), поплавка с кольцевым магнитом и чувствительного элемента – трубки с расположенной внутри неё цепи герконов.

Принцип работы уровнемеров основан на измерении перемещения поплавка вдоль чувствительного элемента. Под действием магнитного поля поплавок происходит замыкание герконов. Ток в цепи пропорционален уровню.

Конвертер осуществляет обработку измерительной информации, вывод информации об уровне на индикатор (при наличии) и токовый выход (4 – 20) мА + HART.

Чувствительный элемент может быть изготовлен из различных сталей и оболочек: 304, 316L, PVC, PP, 304+PTFE, 316L+PTFE.

Уровнемер может иметь второй поплавок для определения уровня раздела сред.

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, а также знак утверждения типа наносятся на маркировочную табличку на корпус конвертера. Указание места нанесения заводского номера и знака утверждения типа изображено на рисунке 2.

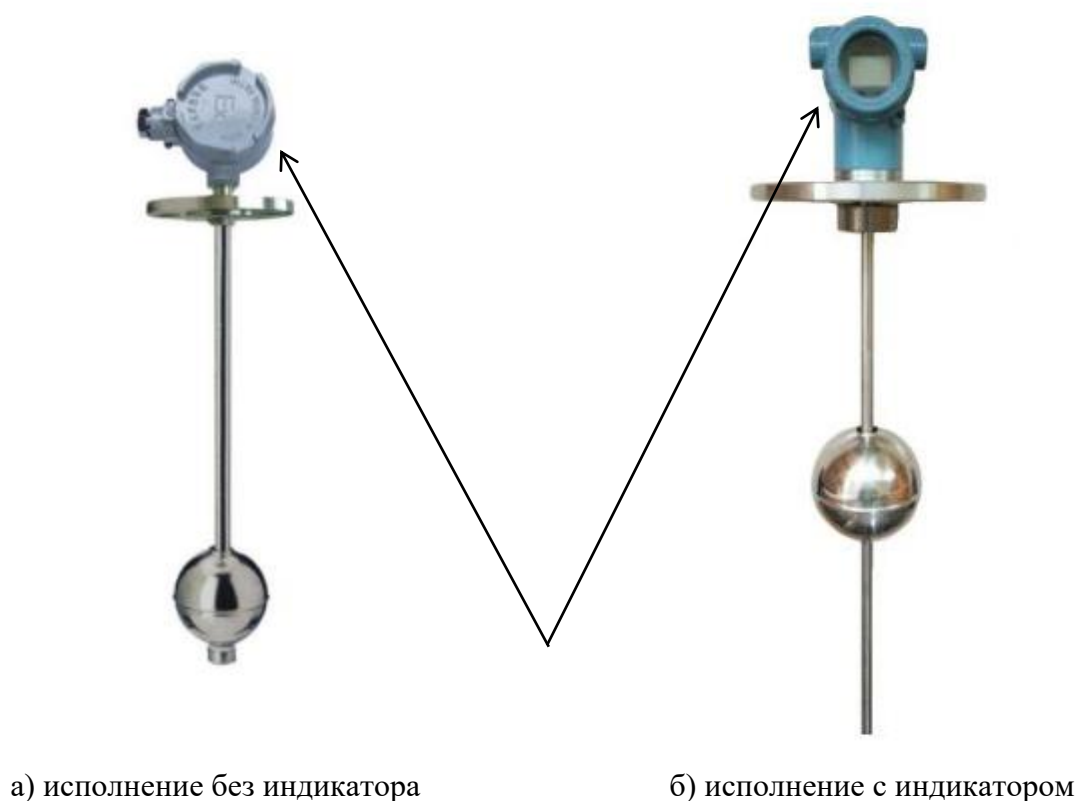


Рисунок 1 – Внешний вид уровнемеров поплавковых UHZ-50/S и указание мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа



Рисунок 2 – Пример маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) уровнемера является встроенным. Разделения ПО на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть нет.

Встроенное ПО выполняет функции обработки измерительной информации, отображения её на жидкокристаллическом дисплее. Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учётом влияния программного обеспечения.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Reviisions
Номер версии (идентификационный номер) ПО	R1.xx
Примечание – Где «х» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Диапазон измерений уровня жидкости, мм	от 0 до 6000
Пределы допускаемой приведённой (к верхнему пределу диапазона измерений) погрешности измерений уровня, %: - для диапазона до 1000 мм - для диапазона свыше 1000 мм	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$ (но не более ± 10 мм)

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от -40 до +120
Кинематическая вязкость измеряемой среды, м ² /с, не более	10 ⁻⁴
Минимальная разница в плотности поплавков, кг/м ³	100
Напряжение питания постоянного тока, В	24 ± 10 %
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -20 до +60

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование параметра	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	75000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на маркировочную табличку уровнемера лазерной гравировкой.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер поплавковый	UHZ-50/S	1 шт.
Руководство по эксплуатации*	TKYW-02РЭ	1 экз.
Паспорт	TKUHZ-50S.01ПС	1 экз.
Примечание – Допускается поставлять один экземпляр руководства по эксплуатации в один адрес отгрузки.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.1 руководства по эксплуатации TKYW-02РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

Техническая документация «Anhui Tiankang (Group) Shares Co., Ltd», KHP.

Правообладатель

«Anhui Tiankang (Group) Shares Co., Ltd», KHP

Адрес: No. 20 South Renhe Road, Tianchang City, Anhui Province, China

Телефон: +86 550-7309049, +86 550-7309049

Web-сайт: www.tiankang.com

E-mail: cp2211@163.com

Изготовитель

«Anhui Tiankang (Group) Shares Co., Ltd», KHP

Адрес: No. 20 South Renhe Road, Tianchang City, Anhui Province, China

Телефон: +86 550-7309049, +86 550-7309049

Web-сайт: www.tiankang.com

E-mail: cp2211@163.com

Испытательный центр

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

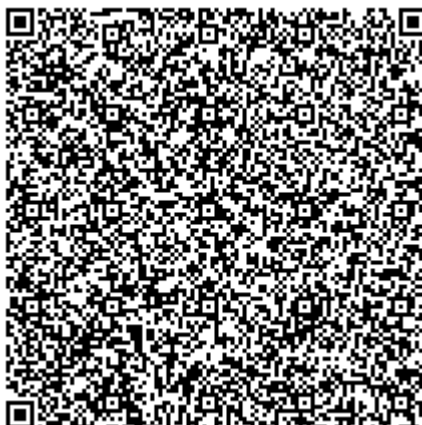
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93235-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ижевской ТЭЦ-1 ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ижевской ТЭЦ-1 ПАО «Т Плюс» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), который включает в себя сервер сбора и баз данных (далее по тексту – сервер) с программным обеспечением (далее по тексту – ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для обеспечения электропитания, организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в том числе вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации с уровня ИВК в АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности, в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML файлов формата 80020 в соответствии с действующими требованиями к представлению информации. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

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

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

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

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется автоматически 1 раз в час, корректировка часов сервера выполняется при наличии расхождения с часами УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется автоматически 1 раз в сутки, корректировка часов счетчиков выполняется при наличии расхождения с часами сервера на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты) до и после коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ (№001) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре. Формат, способ и места 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 ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			УССВ	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ижевская ТЭЦ-1 Г-8	AON-F Кл.т. 0,2S 10000/1 Рег. № 43946-10	UKM Кл.т. 0,2 15750: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 43945-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3
2	Ижевская ТЭЦ-1 Г-9	AON-F Кл.т. 0,2S 6000/1 Рег. № 43946-10	UKM Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 43945-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ – ВЛ- 110 кВ п/с Машзавод 1 цепь	F35-СТ4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3
4	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ – ВЛ- 110 кВ п/с Машзавод 2 цепь	F35-СТ4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3
5	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ – ВЛ- 110 кВ п/с Ижевск 1 цепь	F35-СТ4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3
6	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ – ВЛ- 110 кВ п/с Ижевск 2 цепь	F35-СТ4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 Т-01	F35-СТ4 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3
8	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 Т-02	F35-СТ4 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	1,3	1,4
						реактивная	2,0	2,3

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ

±5 с.

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1, 2 от +15 до +30 °С, для ИК №№ 3-8 от +15 до +25 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C для ИК №№ 1,2 для ИК №№ 3-8 - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от +15 до +30 от +15 до +30 от +15 до +25 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.16 - 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	165000 2 45000 1 35000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	AON-F	6
Трансформатор тока	F35-СТ4	6
Трансформатор напряжения	UKM	6
Трансформатор напряжения	SUD 14S7H79-F35	2
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.16	8
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Формуляр	05R11-10UHJ-1550-ED.ПФ	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) Ижевской ТЭЦ-1 ПАО «Т Плюс», аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й, д. 5, стр. 3, оф. 506

Телефон: (3412) 49-97-55

Факс: (3412) 69-94-05

E-mail: udm-secr@tplusgroup.ru

Изготовитель

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

ИНН: 1834042200

Адрес: 426063, г. Ижевск, ул. 10 лет Октября, д. 8, помещ. 3

Телефон/факс: +7 (3412) 400-410

E-mail: 400.410@mail.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
ИНН 7456013961

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

Адрес места осуществления деятельности: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, неж. помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93236-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры гидростатические МТР

Назначение средства измерений

Уровнемеры гидростатические МТР (далее – уровнемеры) предназначены для измерений уровня жидких сред.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на измерении давления столба жидкости посредством преобразователя относительного давления. В зависимости от модификации уровнемера, преобразователь давления расположен на конце кабеля, либо на конце металлического стержня, опускаемого в резервуар с контролируемой жидкостью. Преобразователь давления измеряет разность давлений между давлением на глубине погружения и атмосферным давлением. Величина измеренной разности давления прямо пропорциональна уровню погружения преобразователя давления. Электронный блок уровнемера преобразует информацию об измеренной разности давления в значение уровня жидкости. При наличии показывающего устройства уровнемер выводит измеренное значение уровня на дисплей. Передача измеренного значения уровня осуществляется уровнемером через унифицированный выходной сигнал 4-20 мА, либо цифровой сигнал HART.

Уровнемеры состоят из электронного блока и волновода (кабель / стержень) с преобразователем давления.

Электронный блок включает в себя:

- микроконтроллер с электронным преобразователем;
- светодиодный дисплей, отображающий измеренные величины.

Уровнемеры выпускаются в модификациях:

- МТРА с волноводом в виде кабеля;
- МТРВ с волноводом в виде стержня.

Условное обозначение и заводской номер уровнемеров в буквенно-цифровом формате наносятся на информационную табличку, закрепленную на электронном блоке способами печати и лазерной гравировки. Нанесение знака поверки на уровнемеры не предусмотрено.

Пломбирование уровнемеров не предусмотрено.

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1.

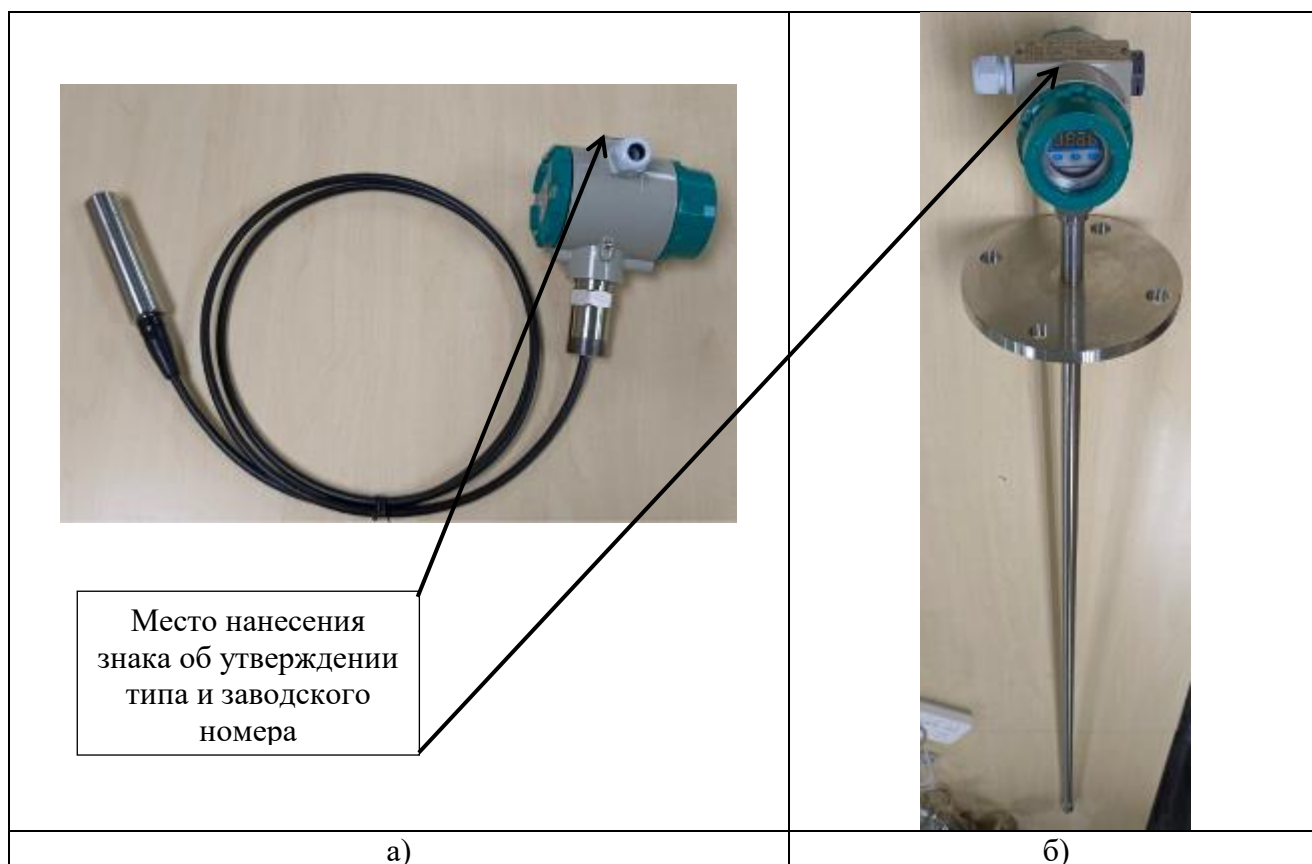


Рисунок 1 – Общий вид уровнемеров гидростатических МТР и место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

а) с кабельным волноводом; б) со стержневым волноводом

Программное обеспечение

Уровнемеры содержат встроенное программное обеспечение (ПО) и энергонезависимую память для хранения данных заводских настроек. ПО уровнемеров используется для установки рабочего диапазона измерения, передачи, записи данных измерения, самодиагностики.

Встроенное ПО обеспечивает:

- обработку и передачу измерительной информации;
- отображение результатов измерений на светодиодном дисплее;
- измерение уровня;
- формирование выходного аналогового и цифрового сигналов;
- настройку и диагностику аппаратной части уровнемера.

Метрологически значимая часть ПО, заводские параметры и данные программирования на конкретный объект защищены от несанкционированного доступа с помощью паролей.

Идентификация встроенного ПО обеспечивается индикацией соответствующих данных на экран жидкокристаллического дисплея (при его наличии) и на экране подключенного к уровнемеру компьютера.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже Н7Р.Х
*символ Х изменяется от 0 до 9 и отвечает за метрологически незначимую часть	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон* измерений уровня, м: - для модификации МТРА - для модификации МТРВ	от 0 до 100 от 0 до 5
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений уровня контролируемой (измеряемой) среды для цифровых кодированных выходных сигналов, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразования измеренного значения уровня контролируемой (измеряемой) среды в аналоговый унифицированный токовый выходной сигнал (4 – 20) мА, %	$\pm 0,05$
Вариация показаний измерений уровня контролируемой (измеряемой) среды для цифровых кодированных выходных сигналов, мм	$\leq \Delta$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений уровня контролируемой (измеряемой) среды на каждые 10 °С изменения температуры окружающего воздуха (среды) от температуры нормальных условий (20 °С) до предельных значений рабочего диапазона температур окружающего воздуха (среды), для цифровых кодированных выходных сигналов, мм	$\pm 2,25$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразования измеренного значения уровня контролируемой (измеряемой) среды в аналоговый унифицированный токовый выходной сигнал (4 – 20) мА на каждые 10 °С изменения температуры окружающего воздуха (среды) от температуры нормальных условий (20 °С) до предельных значений рабочего диапазона температур окружающего воздуха (среды), %	$\pm 0,12\%$
* - размер кабеля или стержень от 200 мм	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры окружающего воздуха (среды), °C	от –50 до +80
Диапазон температур контролируемой (измеряемой) среды °C*	от –50 до +150
Рабочее давление измеряемой (контролируемой) среды, МПа, не более *	4
Напряжение питания постоянного тока, В	от 18 до 36
Потребляемая мощность, В·А, не более	0,7
Выходные сигналы - цифровой - аналоговый	HART 4-20 мА
Масса уровнемера, кг, не более - МТРА - МТРВ	20 15
Степень защиты от проникновения пыли, посторонних тел и воды*	IP66, IP67
Средняя наработка на отказ, лет, не менее	10
Маркировка взрывозащиты **	0Ex ia IIC T6...T1 Ga
* - конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорт на уровнемер ** - для взрывозащищенного варианта исполнения	

Знак утверждения типа

наносится на информационную табличку на электронном блоке уровнемера методом гравировки и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Уровнемер гидростатический	МТР	1 шт.	В соответствии с заказом
Перечень ЗИП (Запасные части и инструменты)	—	1 экз.	Комплект на партию в соответствии с заказом
Паспорт	—	1 экз.	
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.	Допускается поставлять один экземпляр в один адрес отгрузки

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4.4 «Сведения о методиках (методах) измерений» руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

Стандарт предприятия Chongqing Silian Measurement and Control Technology Co., Ltd, Китай.

Правообладатель

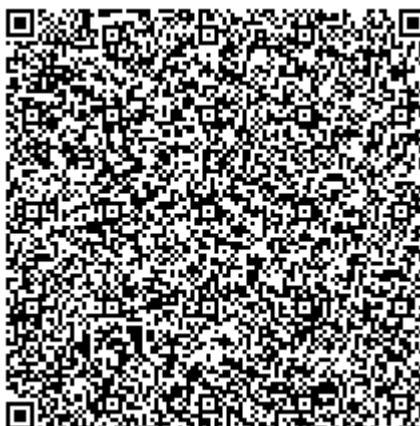
Chongqing Silian Measurement and Control Technology Co., Ltd, Китай
Адрес: No.61, Middle Section of Mount Huangshan Avenue, Northern New District, Chongqing, China
Телефон: +86 23 67032601
E-mail: sales@cqcsmc.com
Web-сайт: www.cqcsmc.com

Изготовитель

Chongqing Silian Measurement and Control Technology Co., Ltd, Китай
Адрес: No.61, Middle Section of Mount Huangshan Avenue, Northern New District, Chongqing, China
Телефон: +86 23 67032601
E-mail: sales@cqcsmc.com
Web-сайт: www.cqcsmc.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
E-mail: office@vniims.ru
Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
Web-сайт: <http://www.vniims.ru>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93237-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна ОКТ TRAILER S221 30 ADORS T1

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна ОКТ TRAILER S221 30 ADORS T1 (далее – ППЦ) предназначена для измерений объема нефтепродуктов, нефти и других жидкостей за исключением пищевых.

Описание средства измерений

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

ППЦ состоит из стальной сварной цистерны с переменным сечением круглой формы, закрепленной на шасси при помощи сварных и болтовых соединений. Ходовая часть ППЦ состоит из тележки с пневматической подвеской осей, тормозной системы с антиблокировочным устройством (АБС), тормоза стояночного, опор стояночных и электрооборудования. Цистерна является транспортной мерой полной вместимости (далее – ТМ) и состоит из четырех герметичных секций. Внутри секций имеются перегородки-волнорезы с отверстиями-лазами. Каждая секция цистерны оборудована заливной горловиной. Указатель уровня налива из металлического уголка установлен в полости цистерны.

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

- горловину с указателем уровня;
- съемную крышку горловины;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- воздухоотводящее устройство;
- рукава напорно-всасывающие.

На боковых сторонах и сзади цистерна имеет надпись «ОГНЕОПАСНО», знак ограничения скорости и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

Заводской номер ППЦ в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из шести букв латинского алфавита и одиннадцати арабских цифр, нанесен ударным способом на информационную табличку, расположенную на раме шасси, в месте, указанном на рисунке 2.

К средствам измерений данного типа относится полуприцеп-цистерна ОКТ TRAILER S221 30 ADORS T1 заводской № NP9T1V207BA002325.

Общий вид ППЦ представлен на рисунке 1.

Знак утверждения типа на средство измерений не наносится.



Рисунок 1 – Общий вид полуприцепа-цистерны OKT TRAILER S221 30 ADORS T1



Место нанесения
заводского номера

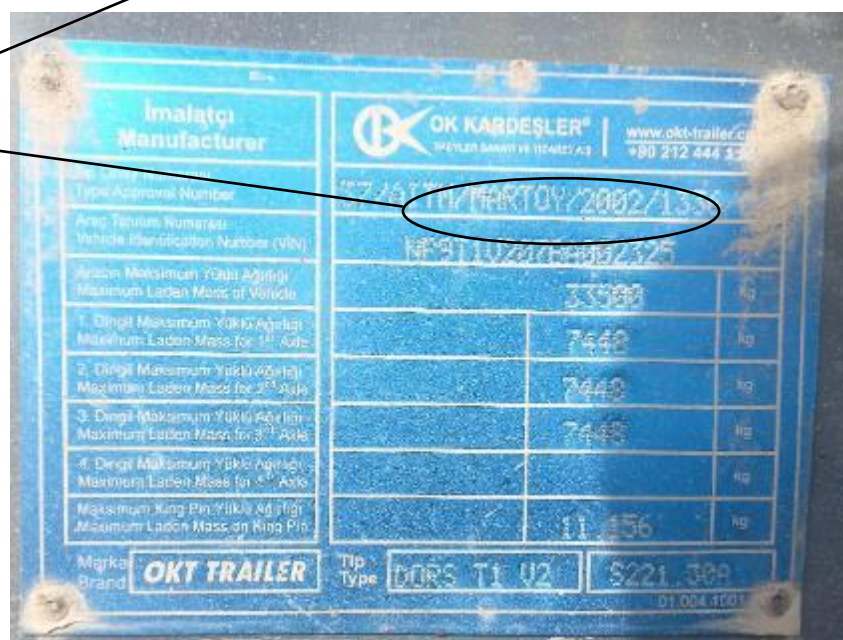


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера полуприцепа-цистерны OKT TRAILER S221 30 ADORS T1

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

рисунке 3. Знак поверки наносится ударным способом на заклепку, крепящую указатель уровня налива.



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	29700
Действительная вместимость 1-й секции, дм ³	8672
Действительная вместимость 2-й секции, дм ³	8143
Действительная вместимость 3-й секции, дм ³	6710
Действительная вместимость 4-й секции, дм ³	6170
Пределы допускаемой относительной погрешности, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимости, %, не более	±1,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Длина, мм, не более	11400
Высота, мм, не более	3170
Ширина, мм, не более	2460
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от 86 до 106

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	OKT TRAILER S221 30 ADORS T1	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	—	1 комплект
Средства пожаротушения	—	1 комплект
Руководство по эксплуатации	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 5 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (Часть 3).

Правообладатель

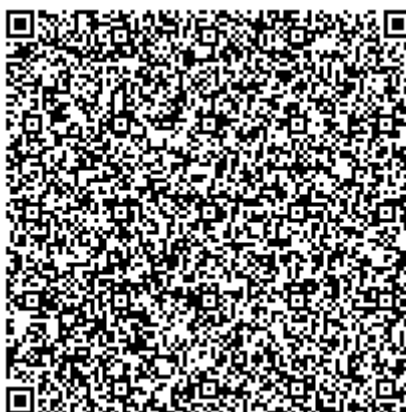
«OKT TRAILER SAN. ve TİC.LTD.ŞTİ», Турция
Адрес: Astim OSB 3. Cadde No:10 09010 Aydın/Türkiye
Web-сайт: <https://www.okt-trailer.com>

Изготовитель

«OKT TRAILER SAN. ve TİC.LTD.ŞTİ», Турция
Адрес: Astim OSB 3. Cadde No:10 09010 Aydın/Türkiye
Web-сайт: <https://www.okt-trailer.com>

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93238-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0 Пром», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД передается при помощи технических средств приема-передачи данных на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

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

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

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

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «Богучанская ГЭС» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 1 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». ПО «Пирамида 2.0 Пром» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0 Пром». Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0 Пром» указана в таблице 1.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Богучанская ГЭС, ГГ-1 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJS 6-G Кл.т. 0,2 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Интеллек- туальный контрол- лер SM160- 02М Рег. № 71337-18	Сервер АО «Бо- гучан- ская ГЭС» УСВ-3 Рег. № 84823-22	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
2	Богучанская ГЭС, ГГ-2 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJS 6-G Кл.т. 0,2 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
3	Богучанская ГЭС, ГГ-3 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJS 6-G Кл.т. 0,2 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Богучанская ГЭС, ГГ-4 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Интеллек- туальный контрол- лер SM160- 02М Рег. № 71337-18	Сервер АО «Бо- гучан- ская ГЭС» УСВ-3 Рег. № 84823-22	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
5	Богучанская ГЭС, ГГ-5 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
6	Богучанская ГЭС, ГГ-6 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
7	Богучанская ГЭС, ГГ-7 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
8	Богучанская ГЭС, ГГ-8 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
9	Богучанская ГЭС, ГГ-9 15,75 кВ	JKQ 940C Кл.т. 0,2S 15000/5 Рег. № 41964-09 Фазы: А; В; С	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/100/√3 Рег. № 49111-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	Богучанская ГЭС, КРУЭ-220 кВ, Элегазовый токопровод 220 кВ в сторону 1АТ	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 35406-07 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Интеллек- туальный контрол- лер SM160- 02М Рег. № 71337-18	Сервер АО «Бо- гучан- ская ГЭС» УСВ-3 Рег. № 84823-22	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
11	Богучанская ГЭС, КРУЭ-220 кВ, Элегазовый токопровод 220 кВ в сторону 2АТ	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 35406-07 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
12	Богучанская ГЭС, ввод 220 кВ Т7	ТВ-ТМ-35 Кл.т. 0,2S 1500/1 Рег. № 61552-15 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
13	Богучанская ГЭС, ввод 220 кВ Т8	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 1500/1 Рег. № 35406-12 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
14	Богучанская ГЭС, ввод 220 кВ Т9	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 1500/1 Рег. № 35406-12 Фазы: А; В; С	SU252/B34 Кл.т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44734-10 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	16
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +15 до +25 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 180000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10
для 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	45 10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	JKQ 940C	27
Трансформаторы тока встроенные	JR 0,5	12
Трансформаторы тока	ТВ-ТМ-35	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10-6	6
Трансформаторы напряжения	TJC 6-G	27
Трансформаторы напряжения	SU252/B34	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП.4-6У2	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Контроллеры многофункциональные	Интеллектуальный контроллер SM160-02М	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АО «Богучанская ГЭС»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр-паспорт	АУВГ.420085.103.ФП	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Богучанская ГЭС», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Богучанская ГЭС» (АО «Богучанская ГЭС»)

ИНН 2420002597

Юридический адрес: 663491, Красноярский край, Кежемский р-н, г. Козинск, ул. Промышленная, зд. 3

Телефон: (391) 433-10-00

E-mail: boges@boges.ru

Изготовитель

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

ИНН 5262269174

Адрес: 603146, г. Нижний Новгород, ул. Эльтонская, д. 1а

Телефон: (831) 217-14-61

Факс: (831) 217-14-60

Web-сайт: www.infiniti-energo.ru

E-mail: info@infiniti-energo.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93239-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры биметаллические WS

Назначение средства измерений

Термометры биметаллические WS (далее по тексту – термометры) предназначены для измерений температуры жидких, газообразных и сыпучих сред.

Описание средства измерений

Принцип действия термометров основан на упругой деформации, возникающей под воздействием температуры двух прочно соединенных металлических пластин, имеющих различные температурные коэффициенты линейного расширения. При изменении температуры биметаллическая спираль изгибается в сторону материала с меньшим коэффициентом линейного расширения, изгиб с помощью кинематического узла преобразуется во вращательное движение стрелки, показывающей измеряемое значение температуры по шкале термометра.

Конструктивно термометры состоят из круглого корпуса, в котором размещены циферблат и кинематический механизм со стрелкой, и биметаллического спирального термочувствительного элемента в защитной трубке (термобаллона). Корпус и термобаллон термометров изготавливаются из нержавеющей стали различных марок. Термометры имеют исполнения с различными способами крепления термобаллона к корпусу: аксиальное, радиальное и с поворотным механизмом, позволяющим поворачивать корпус термометра в двух плоскостях и угловое.

Термометры относятся к показывающим стрелочным приборам погружного типа.

Монтаж термометров на объектах измерений осуществляется с помощью штуцеров или через промежуточную защитную гильзу из нержавеющей стали.

Схема составления условного обозначения термометров в зависимости от исполнения приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Схема составления условного обозначения термометров WS

Термометр биметаллический WS $\square - \square \square \square$ 1 2 3 4	
1. Тип корпуса	
S	Стандартное исполнение корпуса
2. Диаметр корпуса, мм	
3	60
4	100
5	150
6	160
3. Тип присоединения корпус-штуцер термобаллона	
0	Осевое (аксиальное)
1	Радиальное
2	Угловое 135 °
8	Универсальное (поворотное-откидное)
4. Тип монтажного присоединения	
0	Отсутствует
1	Подвижный штуцер с внешней резьбой
2	Подвижный штуцер с внутренней резьбой
3	Неподвижный штуцер
4	Неподвижный фланец
5	Втулка резьбовая
6	Фланец для втулки

Фотографии общего вида термометров биметаллических WS с указанием места нанесения заводского номера приведены на рисунке 1.

Заводской номер термометров в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на шкалу термометров и (или) на прикрепляемый к термометру металлический шильдик. Конструкция термометров предусматривает нанесение знака поверки на его корпус или на защитное стекло.

Пломбирование термометров не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера



Рисунок 1 – Общий вид термометров биметаллических WS с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики термометров биметаллических WS приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Диапазон измерений температуры (шкала) ⁽¹⁾⁽²⁾ , °C	Цена деления шкалы, °C	Пределы допускаемой абсолютной погрешности (Δ) ⁽²⁾⁽³⁾ , °C
от -80 до +40	2	$\pm 3,0$
от -40 до +80	2	$\pm 2,0$
от 0 до +50	1	$\pm 1,5$
от 0 до +100	2	$\pm 2,0$
от 0 до +200	5	$\pm 5,0$
от 0 до +300	5	$\pm 7,5$
от 0 до +400	10	$\pm 10,0$
от 0 до +500	10	$\pm 10,0$

Примечания:

⁽¹⁾ - По специальному заказу допускается изготовление термометров, имеющих другие промежуточные диапазоны измерений, не указанные в таблице, но в пределах значений, приведенных в таблице и с минимальным интервалом измерений (разница верхнего и нижнего пределов диапазона измерений) не менее 50 °C. Пределы допускаемой абсолютной погрешности для такого промежуточного диапазона, соответствуют значениям погрешности для наиболее близкого к нему диапазона измерений, указанного в таблице.

⁽²⁾ - Значения диапазона измерений и класса точности конкретного термометра приведены в его паспорте.

⁽³⁾ - Вариация показаний термометра не превышает значений допускаемой абсолютной погрешности.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр корпуса ⁽¹⁾ , мм	60; 100; 150; 160
Диаметр термобаллона ⁽¹⁾ , мм	6; 8; 10
Длина термобаллона ⁽¹⁾ , мм	от 75 до 1000
Масса ⁽²⁾ , кг, не более	10
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %	от -25 до +60 от 5 до 95
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка до отказа, ч	35 000
Примечание: ⁽¹⁾ - значение массы термометра без учета защитной гильзы.	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр биметаллический	WS ⁽¹⁾	1 шт.
Руководство по эксплуатации и установке (на русском языке)	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Защитная гильза	-	1 шт. ⁽²⁾
Примечания: (1) - обозначение исполнения - в соответствии с заказом; (2) - по дополнительному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Проведение измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23.12.2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Стандарт предприятия изготовителя «ANHUI TIANKANG (GROUP) SHARES CO. LTD», КНР.

Правообладатель

«ANHUI TIANKANG (GROUP) SHARES CO. LTD», КНР

Адрес: No.9 TianKang Road, Economic Development Zone, Tianchang, Anhui

Web: [http:// www.tiankang.com](http://www.tiankang.com)

Изготовитель

«ANHUI TIANKANG (GROUP) SHARES CO. LTD», КНР

Адрес: No.9 TianKang Road, Economic Development Zone, Tianchang, Anhui

Web: [http:// www.tiankang.com](http://www.tiankang.com)

Испытательный центр

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

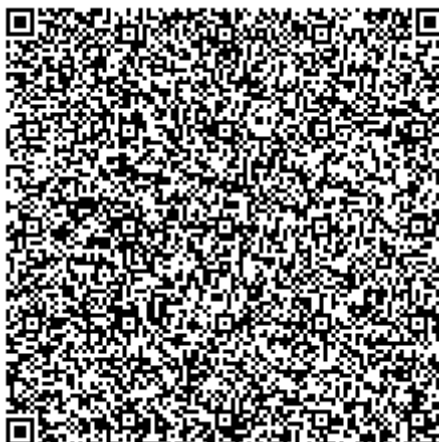
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 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 «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93240-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Реле контроля изоляции АМПФ.421411.001

Назначение средства измерений

Реле контроля изоляции АМПФ.421411.001 (далее – реле) предназначены для измерений напряжения и силы постоянного тока, электрической энергии постоянного тока по трем измерительным каналам.

Описание средства измерений

Принцип действия реле заключается в преобразовании входных электрических сигналов посредством аналогово-цифрового преобразования (АЦП) в цифровой код, обработке цифрового кода, с последующим вычислением значений измеряемой величины и выдаче измеренных значений по цифровой шине данных, потребителю.

Конструктивно реле состоит из пластикового корпуса, датчиков тока и платы.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку на корпусе реле любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид реле с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на реле не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) реле не предусмотрено.

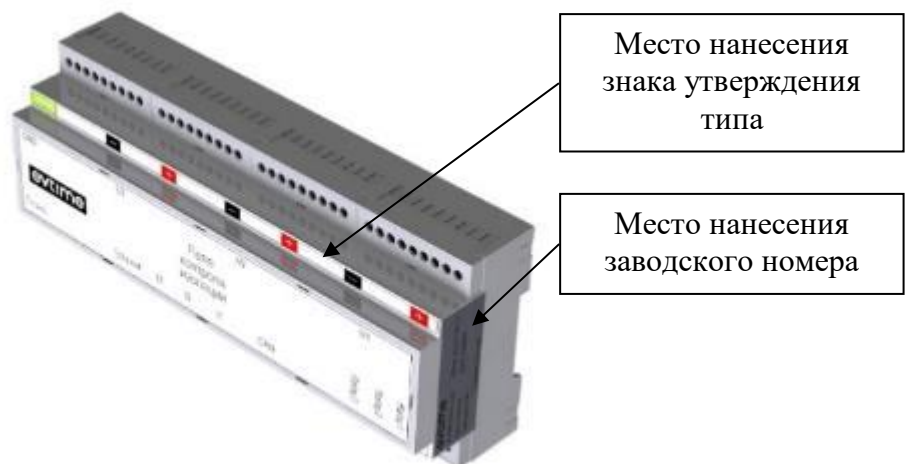


Рисунок 1 – Общий вид реле с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) реле состоит из встроенного и внешнего ПО.

Внешнее ПО Tera Term является метрологически незначимым и служит для конфигурирования реле и отображения измеряемых значений напряжения и силы постоянного тока.

Встроенное ПО подразделяется на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Метрологические характеристики реле нормированы с учетом влияния метрологически значимой части встроенного ПО.

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

Идентификационные данные встроенного ПО реле приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	х.х.6
Цифровой идентификатор ПО	-
Примечание – х.х – номер версии метрологически незначимой части встроенного ПО, «х» может принимать целые значения в диапазоне от 0 до 9.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений напряжения постоянного тока U, В	от 5 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	±1
Диапазон измерений силы постоянного тока I, А	от 1 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы постоянного тока, %	±1
Диапазон измерений электрической энергии постоянного тока, Вт·ч	U, В: от 5 до 1000 I, А: от 1 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений электрической энергии постоянного тока, %	±1

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10,8 до 13,2
Потребляемый ток, А, не более	1
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	59×91×212
Масса, кг, не более	0,35
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от –40 до +55
– относительная влажность при температуре +25 °С, %, не более	98

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	90000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта, руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус реле любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Реле контроля изоляции	АМПФ.421411.001	1 шт.
Паспорт	АПМФ.421411.001ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии и технические характеристики» документа АПМФ.421411.001ПС.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

АМПФ.421411.001 ТУ «Реле контроля изоляции АМПФ.421411.001. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Иви-Тайм» (ООО «Иви-Тайм»)
ИНН 7839070643

Адрес юридического лица: 190005, г. Санкт-Петербург, ул. 3-я Красноармейская, д. 12, лит. а, кв. помещ. 1Н

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Иви-Тайм» (ООО «Иви-Тайм»)
ИНН 7839070643

Адрес юридического лица: 190005, г. Санкт-Петербург, ул. 3-я Красноармейская, д. 12, лит. а, кв. помещ. 1Н

Адрес места осуществления деятельности: 192289, г. Санкт-Петербург, пр-д Грузовой, д. 17

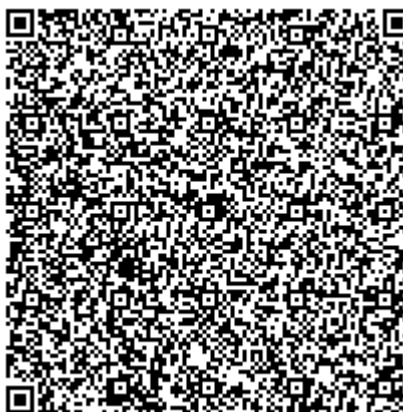
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93241-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ЛЭСК» для энергоснабжения АО «Прогресс»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и каналобразующую аппаратуру.

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

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

усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

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

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

Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

СОЕВ включает в себя УСВ, входящее в состав УСПД, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД.

Коррекция часов УСПД проводится автоматически при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 2 с.

Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с.

Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1175) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе ПК «Энергосфера». Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-39 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,2	±4,3
						реактивная	±2,8	±7,4
2	РП-39 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±4,3
						реактивная	±2,8	±7,4
3	РП-39 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.21, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-I-2 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±4,3
						реактивная	±2,8	±7,4
4	РП-39 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.22, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-I-2 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±4,3
						реактивная	±2,8	±7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-652а 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.2	ТТИ-100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
6	ТП-652а 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.6	ТТИ-100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -45°C до $+70^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –45 до +70 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 72 100000 24 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	123 5 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);
 - параметрирования;
 - факт и величина коррекции времени;
 - пропадания питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровня ИВКЭ журналы событий ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I-2	4
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	4
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1175 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

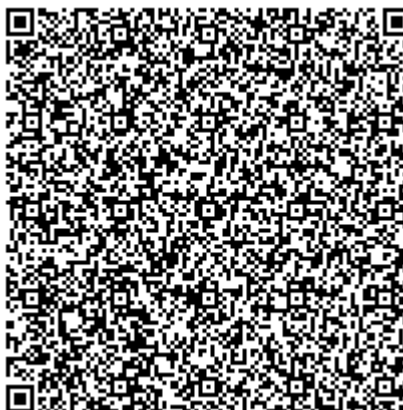
Публичное акционерное общество «Липецкая энергосбытовая компания»
(ПАО «ЛЭСК»)
ИНН 4822001244
Юридический адрес: 398024, Липецкая обл., г. Липецк, пр-кт Победы, д. 87А

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Липецкая энергосбытовая компания»
(ПАО «ЛЭСК»)
ИНН 4822001244
Адрес: 398024, Липецкая обл., г. Липецк, пр-кт Победы, д. 87А

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93242-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭКТЭС-Волга» 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭКТЭС-Волга» 2 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Погрешность часов УССВ не более ± 1 с. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 050

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6fbd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ/сервер БД		Границы основной погрешности, (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РУ-0,4 кВ Факельная установка, СП-1, Ввод 1	ТТЭ-А Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 67761-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Сервер HP DL20eG9	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2	РУ-0,4 кВ Факельная установка, СП-2, Ввод 2	ТТЭ-А Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 67761-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
3	РУ-0,4 кВ Факельная установка, СП-1, яч. ф. катодная защита	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
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	165000 2 70000 1 35000 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 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТТЭ-А	6
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ-0,66	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP DL20eG9	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ЭСКВ.466653.026.ФО	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) ОАО «ЭКОС-Волга» 2 очередь, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Открытое акционерное общество «ЭКТОС-Волга» (ОАО «ЭКТОС-Волга»)

ИНН 3435801192

Юридический адрес: 404103, Волгоградская обл., г. Волжский, ул. 7-я Автодорога, д. 23

Телефон: (8443) 24-08-01, 24-09-01

Изготовитель

Акционерное общество «Энергетическая компания АтомСбыт» (АО «АтомСбыт»)

ИНН 3666092377

Адрес: 394018, Воронежская обл., г.о. город Воронеж, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Телефон: +7 (473) 222-71-41

E-mail: office@atomsbyt.ru

Испытательный центр

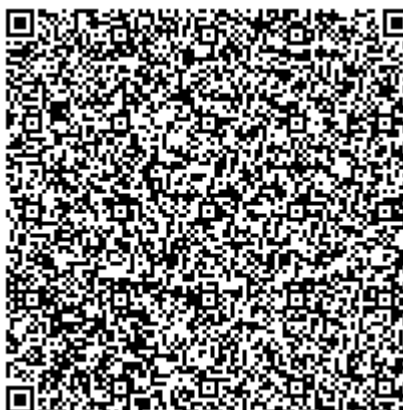
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93243-24

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и передача измерительной информации на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, 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 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронно-цифровой подписи. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с 3-го уровня настоящей системы.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). СОЕВ включает в себя часы сервера АИИС КУЭ, УССВ, УСПД и счетчиков. В качестве УССВ используется устройство синхронизации времени УСВ-2, которое синхронизирует собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS, получаемым от встроенного приемника сигналов ГНСС ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. Коррекция шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится при расхождении шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ более чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи с УСПД. Коррекция шкалы времени УСПД осуществляется при расхождении шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ более чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД более чем на ± 3 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера АИИС КУЭ отражают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (включая секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 005 средства измерений указывается в паспорте-формуляре. Формат, способ и места 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 ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1		2	3	4	5
1	Жигулевская ГЭС, 1Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ-20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-08	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
2	Жигулевская ГЭС, 2Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ-20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-08	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	Жигулевская ГЭС, 3Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
4	Жигулевская ГЭС, 4Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 ТШЛ-20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 ф. А, С Рег. № 21255-03 ф. В Рег. № 21255-08	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
5	Жигулевская ГЭС, 5Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	Жигулевская ГЭС, 6Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	Жигулевская ГЭС, 7Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
8	Жигулевская ГЭС, 8Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
9	Жигулевская ГЭС, 9Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
10	Жигулевская ГЭС, 10Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
11	Жигулевская ГЭС, 11Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
12	Жигулевская ГЭС, 12Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
13	Жигулевская ГЭС, 13Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
14	Жигулевская ГЭС, 14Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
15	Жигулевская ГЭС, 15Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 ТШЛ-20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 ф. А, В Рег. № 21255-03 ф. С Рег. № 21255-08	UGE 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
16	Жигулевская ГЭС, 16Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
17	Жигулевская ГЭС, 17Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ-20-1 ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 ф. А Рег. № 21255-08 ф. В, С Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
18	Жигулевская ГЭС, 18Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
19	Жигулевская ГЭС, 19Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ-20-1 ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 ф. А Рег. № 21255-08 ф. В, С Рег. № 21255-03	UGE 13800/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
20	Жигулевская ГЭС, 20Г выводы генератора 13,8 кВ	ТШЛ 20-1 6000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 21255-03	UGE 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
21	Жигулевская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.13, ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная	SAS 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 25121-07	TEMP SVS 550 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 55517-13 Рег. № 28655-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	Жигулевская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.6, ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная	SAS 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 25121-07	TEMP SVS 550 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 55517-13 Рег. № 28655-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	Жигулевская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.2, ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Куйбышевская	SAS 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 25121-07	TEMP SVS 550 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 55517-13 Рег. № 28655-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
24	Жигулевская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.14, ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Азот	SAS 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 25121-07	TEMP SVS 550 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 55517-13 Рег. № 28655-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
25	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.3, КВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – Сызрань I цепь	ТГФ220-П* 800/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-07	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
26	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.5, КВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – Сызрань II цепь	ТГФ220-П* 800/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-07	НАМИ-220 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 20344-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
27	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.7, ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – Левобережная I цепь	ТГФ 220-П* 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
28	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.13, ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – Солнечная	ТГФ 220-П* 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
29	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.9, ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – Левобережная II цепь	ТГФ 220-П* 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 20344-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
30	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.11, ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – КС-22	ТГФ 220-П* 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
31	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.1, ВО-1 220 кВ	ТГФ 220-П* 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
32	Жигулевская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.15, ВО-2 220 кВ	ТГФ 220-II* 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
33	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ Жигулевская ГЭС – Переволоки тяговая с отпайкой на ПС Отвага тяговая	ТГФ110 750/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
34	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Жигулевская ГЭС – Услава тяговая с отпайкой на ПС Отвага тяговая	ТГФ110 750/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 ф. А, В Рег. № 24218-03 ф. С Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
35	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Цементная-1	ТГФ110 750/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 16635-04	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 ф. А, В Рег. № 24218-03 ф. С Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
36	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Цементная-2	ТГФ110 750/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
37	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ 110 кВ Комсомольская-1	ТГФМ-110 П* 750/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
38	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ Александровка-2	ТГФ110 ТГФМ-110 П* 750/1 Кл. т. 0,2S ф. А, С Рег. № 16635-04 ф. В Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 ф. А, В Рег. № 24218-03 ф. С Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
39	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.9, ВЛ 110 кВ Жигулевск – Зольное	ТГФМ-110 П* 750/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
40	Жигулевская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч.19, ВО 110 кВ	ТГФ110-П* 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 34096-07	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
41	Жигулевская ГЭС, ЗРУ-10 кВ ТП-Северная, КЛ-10 кВ в сторону РУ 10 кВ ШЛ № 22	ТОЛ 10-1 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Примечания:
1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1 - 20	Активная	0,8	2,4
	Реактивная	1,5	1,8
21 – 25, 27, 28, 30 - 40	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,2
26, 29	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,3
41	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
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 при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	41
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 21 до 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С - температура окружающей среды для сервера, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 от -10 до +50 от -10 до +50 от +15 до +35 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2 70000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер: - хранение результатов измерений, состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера (серверного шкафа);
- 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 АИИС КУЭ.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	10
Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	50
Трансформатор тока	SAS 550	24
Трансформатор тока	ТГФ220-II*	6
Трансформатор тока	ТГФ 220-II*	18
Трансформатор тока	ТГФ110	14
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	7
Трансформатор тока	ТГФ110-II*	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	3
Трансформатор напряжения	UGE	60
Трансформатор напряжения емкостный	TEMP	12
Трансформатор напряжения	SVS 550	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	9
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-220 У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	5
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110 УХЛ1	1
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	41
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen9	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Формуляр	ЖГЭС.005 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС», аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «РусГидро» (ПАО «РусГидро»)

ИНН 2460066195

Юридический адрес: 660017, Красноярский кр., г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, к. 1

Телефон: +7 (495) 225-32-32

Факс: +7 (391) 929-17-29

E-mail: office@rushydro.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «РусГидро» (ПАО «РусГидро»)

ИНН 2460066195

Адрес места осуществления деятельности: 445350, Самарская обл., г. Жигулевск, Московское ш., д. 2

Юридический адрес: 660017, Красноярский кр., г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, к. 1

Телефон: +7 (495) 225-32-32

Факс: +7 (391) 929-17-29

E-mail: office@rushydro.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
ИНН 7456013961

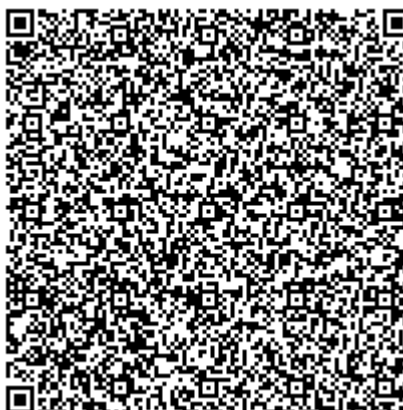
Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, оф. 15

Адрес места осуществления деятельности: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, неж. помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93244-24

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД», ПАО «Россети Московский регион» и АО «ОЭК»;

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

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

Сервер ПАО «Россети Московский регион» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

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

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

Сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1-15 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», с выходов счетчиков ИК №№ 16-40 - на входы УСПД ПАО «Россети Московский регион», с выходов счетчиков ИК №№ 41, 42 – на входы УСПД АО «ОЭК», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «Россети Московский регион» - на сервер ПАО «Россети Московский регион», с УСПД АО «ОЭК» - на сервер АО «ОЭК», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ», АО «ОЭК», ПАО «Россети Московский регион» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена, далее возможна передача данных на сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «Россети Московский регион» и сервер АО «ОЭК» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», далее возможна передача данных на сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов.

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью (ЭЦП) ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», либо сервером ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ».

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ», часы сервера

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ПАО «Россети Московский регион», часы сервера АО «ОЭК», часы УСПД и счётчиков.

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

Уровень ИВК ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

Уровень ИВК ПАО «Россети Московский регион» оснащен основным устройством синхронизации времени УСВ-3, а также резервным сервером точного времени СТВ-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый). Допускается осуществление корректировки времени ИВК ПАО «Россети Московский регион» основным и/или резервным УССВ.

Уровень ИВК АО «ОЭК» оснащен УССВ на базе радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

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

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

Счетчики ИК №№ 1-15 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 16-40 синхронизируются от УСПД ПАО «Россети Московский регион». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 41, 42 синхронизируются от УСПД АО «ОЭК». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 269. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	ИВК	
1	2	3		4		5	6	
1	ПС 10 кВ Лосиноостровская тяговая, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.ЦНИИС-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №7069-82	A	ТОЛ 10ХЛЗ		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	-			
				C	ТОЛ 10ХЛЗ			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3						
2	ПС 10 кВ Лосиноостровская тяговая, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.ЦНИИС-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №7069-82	A	ТОЛ 10ХЛЗ			
				B	-			
				C	ТОЛ 10ХЛЗ			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3						

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 10 кВ Марк тяговая, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2, ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				В	ТЛМ-10		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-Р3В-4					
4	ПС 10 кВ Марк тяговая, КРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.15, ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	ТЛМ-10		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-Р1В-3					
5	ПС 110 кВ Останкино, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №39473-13	А	SVAS 123	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	
				В	SVAS 123		
				С	SVAS 123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №39473-13	А	SVAS 123		
				В	SVAS 123		
				С	SVAS 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-Р4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
6	ПС 110 кВ Останкино, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №39473-13	A	SVAS 123	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТБ-01 Пер. № 49933-12		
				B	SVAS 123				
				C	SVAS 123				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №39473-13	A	SVAS 123				
				B	SVAS 123				
				C	SVAS 123				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4							
7	ПС 110 кВ Царицыно, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37750-08	A	VIS WI	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14			
				B	VIS WI				
				C	VIS WI				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37115-14	A	SU 170/S				
				B	SU 170/S				
				C	SU 170/S				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		8	ПС 110 кВ Царицыно, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37750-08			A	VIS WI
								B	VIS WI
C	VIS WI								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37115-14			A	SU 170/S				
				B	SU 170/S				
				C	SU 170/S				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
9	ПС 110 кВ Царицыно, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6, КЛ 6 кВ ф. 6 (5601)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №30709-11	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12		
				B	ТЛП-10				
				C	ТЛП-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №70324-18	A	НАМИТ-6-2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-20	A1805RAL-P4GB-DW-4							
10	ПС 10 кВ Москва- Киевская тяговая, КРУН1 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14			
				B	ТОЛ-НТЗ-10				
				C	ТОЛ-НТЗ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-10				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
		11	ПС 10 кВ Москва- Киевская тяговая, КРУН1 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17			A	ТОЛ-НТЗ-10
								B	ТОЛ-НТЗ-10
C	ТОЛ-НТЗ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17			A	ЗНОЛП-НТЗ-10				
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10				
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 35 кВ Стрешнево, ЗРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 1 35 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТОЛ-НТЗ-35		
				C	ТОЛ-НТЗ-35		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-35		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
13	ПС 35 кВ Стрешнево, ЗРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 2 35 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-35		
				B	ТОЛ-НТЗ-35		
				C	ТОЛ-НТЗ-35		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-35		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
14	ПС 35 кВ Перерва тяговая, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 1 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
15	ПС 35 кВ Перерва тяговая, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 2 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
16	ПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 13, КЛ 6 кВ ф- 2727а	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
17	ПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 13, КЛ 6 кВ ф- 2727в	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
18	ПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 15, КЛ 6 кВ ф- 2727у	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
19	ПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 15, КЛ 6 кВ ф- 2727б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327L Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16 СТВ-01 Рег. № 86603-22 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
20	ПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 17, КЛ 6 кВ ф- 2727Е	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
21	ПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 17, КЛ 6 кВ ф- 2727w	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
22	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.10, КЛ 10 кВ ф-12027а	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №30709-06	A	ТЛП-10	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
23	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, КЛ 10 кВ ф-12027в	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
24	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.4, КЛ 10 кВ ф-12027у	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
25	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8, КЛ 10 кВ ф-15007а, КЛ 10 кВ ф-15007в	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-325 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 64242-16 СТВ-01 Рег. № 86603-22 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
26	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.22, КЛ 10 кВ ф-15007у, КЛ 10 кВ ф-15007б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
27	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч.42, КЛ 10 кВ ф-15007Е, КЛ 10 кВ ф-15007w	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
28	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 8 СШ 10 кВ, яч.58, КЛ 10 кВ ф-15007л, КЛ 10 кВ ф-15007п	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-325 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 64242-16 СТВ-01 Рег. № 86603-22 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12		
				B	-				
				C	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01							
29	ПС 110 кВ Фили, РУ 6 кВ, яч.35, КЛ 6 кВ ф-1А, КЛ 6 кВ ф-1Б	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-325L Рег. № 37288-08			
				B	ТЛП-10				
				C	ТЛП-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №159-49	A	НОМ-6				
				B	НОМ-6				
				C	НОМ-6				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
		30	ПС 110 кВ Фили, РУ 6 кВ, яч.37, КЛ 6 кВ ф-2А, КЛ 6 кВ ф-2Б	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-11			A	ТЛП-10
								B	ТЛП-10
C	ТЛП-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №159-49			A	НОМ-6				
				B	НОМ-6				
				C	НОМ-6				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17			СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
31	ПС 110 кВ Фили, РУ 6 кВ, яч.27, КЛ 6 кВ ф-3А, КЛ 6 кВ ф-3Б	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-325L Пер. № 37288-08	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №159-49	A	НОМ-6		
				B	НОМ-6		
				C	НОМ-6		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
32	ПС 110 кВ Фили, РУ 6 кВ, яч.29, КЛ 6 кВ ф-4А, КЛ 6 кВ ф-4Б	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №159-49	A	НОМ-6		
				B	НОМ-6		
				C	НОМ-6		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
33	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.65, КЛ 10 кВ ф-12105а	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327L Пер. № 41907-09	
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
34	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.57, КЛ 10 кВ ф-12105в	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327L Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16 СТВ-01 Рег. № 86603-22 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
35	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.20, КЛ 10 кВ ф-12105у	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
36	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.14, КЛ 10 кВ ф-12105б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
37	ПС 220 кВ Сигма, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.16, КЛ 10 кВ Ф.316(1), КЛ 10 кВ Ф.316(2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-325L Пер. № 37288-08	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
38	ПС 220 кВ Сигма, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.41, КЛ 10 кВ Ф.241(1), КЛ 10 кВ Ф.241(2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 220 кВ Сигма, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.43, КЛ 10 кВ Ф.243(1), КЛ 10 кВ Ф.243(2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-325L Пер. № 37288-08	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	A	НТМИ-10 У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
40	ПС 110 кВ Лосинка, РУ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 14, КЛ 10 кВ ф-14А, КЛ 10 кВ ф-14Б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-327L Пер. № 41907-09	Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
41	ПС 220 кВ Щедрино, КРУ 10 кВ, 7 СШ 10 кВ, яч. 711, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1	RTU-325L Рег. № 37288-08	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №3345-04	A	НОЛ.08		
				B	НОЛ.08		
				C	НОЛ.08		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
42	ПС 220 кВ Щедрино, КРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 204, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1		
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №3345-04	A	НОЛ.08		
				B	НОЛ.08		
				C	НОЛ.08		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1-3,16-21, 25-28, 37-40	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
4	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
5, 6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
7, 8	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
9	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
10, 11	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
12, 13	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,8
14, 15, 41, 42	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
22, 24, 29-32	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
23, 34, 36	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
33, 35	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД RTU-327L - для УСПД RTU-325 - для УСПД RTU-325L - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 (рег. № 49933-12) - для СТВ-01 (рег. № 86603-22) - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +40 от -20 до +50 от 0 до +75 от -10 до +55 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от 0 до +60 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 90000 72 120000 72 140000 72 220000 72

Продолжение таблицы 6

1	2
УСПД ЭКОМ-3000, RTU-325L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 24 35000 24 40000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	STSM-38	6
Трансформаторы тока	VIS WI	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	ТЛП-10	23
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	6
Трансформаторы тока	ТПОФ	12
Трансформаторы комбинированные	SVAS 123	6
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	6
Трансформаторы напряжения	SU 170/S	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6-2	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	2

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	6
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	17
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	3
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU-325	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Серверы точного времени	СТВ-01	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Формуляр	13526821.4611.269.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах города Москвы», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

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

ИНН 7703599239

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, помещ. 1, ком. 14

Телефон: +7 (495) 252-17-00

Факс: +7 (495) 252-17-00, доб. 9

Изготовитель

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

ИНН 7703599239

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 252-17-00

Факс: +7 (495) 252-17-00, доб. 9

Испытательный центр

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

ИНН 7444052356

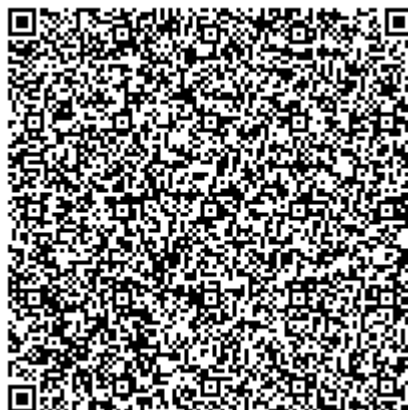
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93245-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Источники питания постоянного тока программируемые DP2000

Назначение средства измерений

Источники питания постоянного тока программируемые DP2000 предназначены для воспроизведения напряжения и силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Источники питания постоянного тока программируемые DP2000 (далее: источники) представляют собой электронные устройства, формирующие регулируемые стабилизированные напряжение и силу постоянного тока.

Источники имеют режимы стабилизации напряжения, тока и программирование выходных параметров. Регулировки выходных напряжения и силы тока независимы друг от друга. Источники позволяют последовательное и параллельное включение выходов. Устанавливаемые значения напряжения, силы тока и мощности на выходе источников отображаются на дисплее и могут быть сохранены во внутренней памяти. Источники имеют защиту от перегрузки по напряжению, току, от перегрева, неправильного подключения и ошибок пользователя.

Возможна установка опции с целью увеличения значения выходного тока источника по каналу 3.

В источниках реализованы функции задержки включения/выключения и установки циклов переключения режимов. Имеется программируемая функция изменения выходных значений напряжения и тока различной формы. Предусмотрен запуск циклов в ручном и дистанционном режиме. Имеется функция четырехпроводного подключения нагрузки для компенсации потерь в соединительных проводах.

Конструктивно источники выполнены в виде моноблока в настольном исполнении и снабжены ручкой для переноски. На передней панели расположены сенсорный дисплей, кнопки и поворотный переключатель управления режимами источников (в том числе кнопки переключения пределов/каналов) управления, клеммы выхода и заземления. На задней панели источника расположены разъем и переключатель напряжения питания, разъемы интерфейсов, разъемы выходов каналов с функцией Sense для компенсации потерь, разъем Digital I/O для подключения входа и выхода внешнего датчика, вентилятор охлаждения.

Для управления режимами работы источников используется встроенный микропроцессор с локальным и дистанционным управлением. Для связи с внешними устройствами источники в стандартной комплектации снабжены интерфейсами USB Host, USB Device, LAN, Digital I/O.

Обозначение источников наносится на лицевую панель методом шелкографии (рисунок 1), места для нанесения знака утверждения типа и знака поверки, а также схема пломбирования указаны на рисунке 2.

На задней панели на самоклеящейся этикетке помещён уникальный заводской номер в 13-и-значном цифробуквенном формате (рисунок 3).



Рисунок 1 – Передняя панель источников



Рисунок 2 – Задняя панель источников



Рисунок 3 – Фрагмент задней панели источников с этикеткой

Программное обеспечение

Программное обеспечение, установленное на внутренний контроллер, служит для управления режимами работы генераторов, его метрологически значимая часть выполняет функции обработки, представления, записи и хранения измерительной информации.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	DP2000 Firmware
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 01.00.01.22

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики источников представлены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для каналов	
1	2	3
Канал	1 и 2	3
Напряжение, В	от 0 до 32	от 0 до 6
Сила тока, А без опции с опцией	от 0 до 3 от 0 до 2	от 0 до 5 от 0 до 10
Пределы допускаемых погрешностей установки выходных параметров		
Напряжение, В	$\pm(0,0003 \cdot U + 0,0080)$	$\pm(0,0004 \cdot U + 0,0040)$
Сила тока, А	$\pm(0,003 \cdot I + 0,0050)$	$\pm(0,003 \cdot I + 0,0100)$

Продолжение таблицы 2

Предельные погрешности		
1	2	3
Пределы допускаемых погрешностей установки выходных параметров при изменении нагрузки		
Напряжение, В	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,0020)$	
Сила тока, А	$\pm(0,00010 \cdot I + 0,00025)$	
Пульсации и шумы в диапазоне (от 20 Гц до 20 МГц)		
Допускаемое напряжение	меньше 350 мкВ скз, меньше 2 мВ п-п	
Примечания:		
1) U – напряжение постоянного тока на выходе источника; I – сила постоянного тока на выходе источника;		
2) скз – индекс среднеквадратического значения измеряемой величины; п-п – индекс амплитуды измеряемой величины от пика до пика		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питающей сети, В	от 90 до 253
Значения частоты питающей сети, Гц	от 49,6 до 50,4
Габаритные размеры, ширина×глубина×высота, мм, не более	240×420×157
Масса, кг, не более	10,20
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С относительная влажность, % атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок безотказной эксплуатации, лет	3

Знак утверждения типа

наносится на заднюю панель корпуса источников в виде самоклеящейся этикетки и на титульный лист руководства пользователя типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Источник питания постоянного тока	DP2000	1
Предохранитель	250 В; 3,15 А	1
Провода соединительные 10А, пара	-	2
Провода соединительные 10А, пара с зажимом «крокодил»	-	1
Кабель сетевой	-	1
Кабель USB	-	1
Руководство пользователя	QGH09102-1110-RUS	1
Опции и принадлежности	-	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 4 «Руководства пользователя», QGH09102-1110-RUS.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

«Источники питания постоянного тока программируемые DP2000. Стандарт предприятия», DSH09102-1110-RUS.

Правообладатель

Компания Rigol Technologies Co., Ltd, Китай
Адрес: No.8 Ke Ling Road, Suzhou New District, Jiangsu, China
Web-сайт: <http://www.rigol.com>
Тел.: +86-400620002
E-mail: info@rigol.com

Изготовитель

Компания Rigol Technologies Co., Ltd, Китай
Адрес: No.8 Ke Ling Road, Suzhou New District, Jiangsu, China
Web-сайт: <http://www.rigol.com>
Тел.: +86-400620002
E-mail: info@rigol.com

Испытательный центр

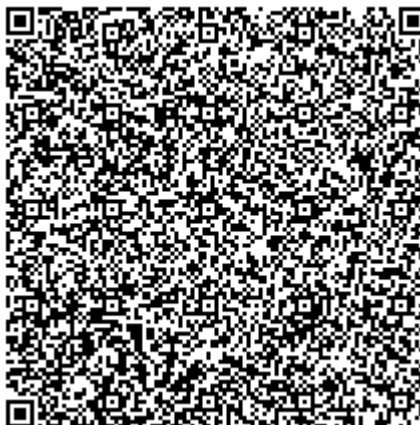
Акционерное общество «АКТИ-Мастер» (АО «АКТИ-Мастер»)

Адрес: 127106, г. Москва, Нововладыкинский пр-д, д. 8, стр. 4, оф. 310-312

Телефон (факс): +7(495) 926-71-85

E-mail: post@actimaster.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311824.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93246-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 592. Заводской номер указывается в формуляре на 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 специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, 5С, яч.10, ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская	AGU-525 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 37848-08	VCU кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 91956-24	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, 3С, яч.2, ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат №1	IOSK 550 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 26510-09	CPB кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 90917-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, 7С, яч.8, ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат №2	AGU-525 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 40087-08	VCU кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 91956-24	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, 6С, яч.10, ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ	AGU-525 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 40087-08	VCU кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 91956-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 500 кВ Амурская ОРУ-500 кВ, 3С, яч.1, Реактор Р-1 500 кВ	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 61432-15	СРВ кл.т 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 90917-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, 1СШ-220 кВ, яч.3, ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС- Амурская №1	СА 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 23747-12; СА 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 23747-02	ДФК-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 80254-20	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, 2СШ-220 кВ, яч.10, ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС- Амурская №2	СА 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 23747-02	ДФК-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 80254-20	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, 1СШ-220 кВ, яч.11, ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26	ТФМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 83514-21	ДФК-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 80254-20	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, 1СШ-220 кВ, яч.15, ОВ 220	СА 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 23747-12	ДФК-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 80254-20	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 1, ВЛ 35 кВ Амурская – Костюковка №2	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 3, ВЛ 35 кВ Амурская – Костюковка №1	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 5, ВЛ 35 кВ Амурская – Лесная	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 11, ВЛ 35 кВ Амурская – Свободный №2	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 13, ВЛ 35 кВ Амурская – Свободный №1	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 15, ВЛ 35 кВ Амурская-Базовая	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 17, ВЛ 35 кВ Амурская – Северная №2	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 18, ВЛ 35 кВ Амурская – Северная №1	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 19, ВЛ 35 кВ Амурская – Новоивановка	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	ПС 500 кВ Амурская, Шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Мегафон №1	ТТН-Ш кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
20	ПС 500 кВ Амурская, Шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Мегафон №2	ТТН-Ш кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
21	ПС 500 кВ Амурская, ШУ 0,4 кВ Ростелеком, КЛ 0,4 кВ Ростелеком №1	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
22	ПС 500 кВ Амурская, ШУ 0,4 кВ Ростелеком, КЛ 0,4 кВ Ростелеком №2	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ПС 500 кВ Амурская, ТКШ 0,4 кВ Читатехэнерго, ввод 0,4 кВ	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3-9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
10, 12, 15-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
11, 13-14, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
19-20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
21-23 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,1	0,6	0,6	0,6
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,1	1,1	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3-9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
10, 12, 15-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,2	1,5	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	0,9
11, 13-14, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
19-20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,6	2,7	1,8	1,8
	0,5	3,0	1,9	1,4	1,3
21-23 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3-9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
10, 12, 15-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
11, 13-14, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
19-20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
21-23 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,6	1,3	1,3	1,3
	0,8	1,7	1,5	1,4	1,4
	0,5	1,7	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3-9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
10, 12, 15-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,5
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
11, 13-14, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
19-20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,9	3,5	2,4	2,3
	0,5	4,2	2,7	2,0	2,0
21-23 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 21-23 при измерении реактивной электрической энергии нормируются от $I_{10\%}$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Dialog ZMD: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 120000 72 35000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	AGU-525	9
Трансформатор тока	ТТН-Ш	6
Трансформатор тока	ТОГФ	3
Трансформатор тока	ТГМ	27
Трансформатор тока	IOSK 550	3
Трансформатор тока	СА 245	9
Трансформатор тока	ТФМ	3
Трансформатор напряжения емкостной	DFK-245	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	VCU	18
Трансформатор напряжения	CPB	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	18
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Dialog ZMD	1
Устройство сбора и передачи данных	ТОPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.ВОС01.ФО	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 ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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»;

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

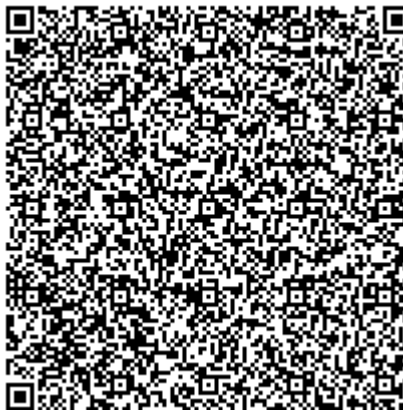
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул.Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93247-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока встроенные ТВГ-110

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока встроенные ТВГ-110 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой тороидальный магнитопровод из электротехнической стали, на который равномерно намотана вторичная обмотка. В качестве первичной обмотки используется высоковольтный ввод выключателя. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформаторов тока. На корпусе размещена табличка с указанием заводских номеров и технических данных.

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

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТВГ-110 зав. № А38-10, А39-10, А40-10, А65-10, А66-10, А70-10, А71-10, А72-10, А73-10.

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

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

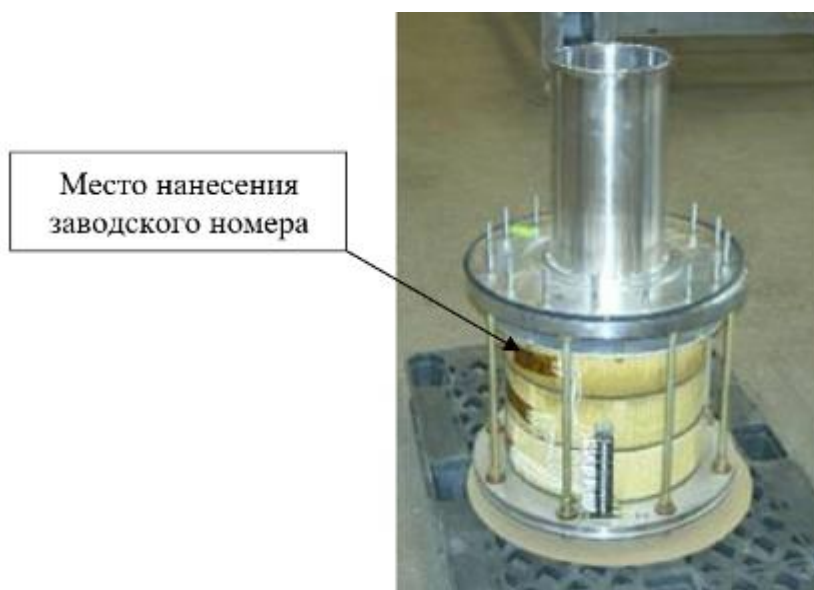


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений
с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэф-фициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40 до +55

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	1 шт.
Паспорт	ТВГ-110	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» (ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш»)
Юридический адрес: 620017, г. Екатеринбург, ул. Фронтовых бригад, д. 22
Телефон: +7 (343) 324-56-32
Факс: +7 (343) 216-75-89
E-mail: secretary@uetm.ru
Web-сайт: www.uetm.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» (ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш»)
Адрес: 620017, г. Екатеринбург, ул. Фронтовых бригад, д. 22
Телефон: +7 (343) 324-56-32
Факс: +7 (343) 216-75-89
E-mail: secretary@uetm.ru
Web-сайт: www.uetm.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93248-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТОЛ 10 02.1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТОЛ 10 02.1 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока выполнены в виде опорной конструкции, имеют магнитопроводы, первичную и вторичные обмотки, залитые компаундом, который обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от проникновения влаги и механических повреждений.

Выходы первичной обмотки выведены на верхнюю часть литого корпуса в виде контактных площадок с двумя отверстиями для крепления. Выводы вторичных обмоток расположены в нижней части литого блока.

Маркировка выводов первичной и вторичных обмоток - рельефная, выполненная компаундом при заливке трансформаторов в форму.

Конструкция выводов вторичных обмоток для измерений предусматривает возможность пломбирования.

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

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТОЛ 10 02.1 зав. № 44958, 43632, 54166, 51597, 54130, 54986, 53831, 53845, 54987, 54990, 58324, 54131, 57186, 58720.

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

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

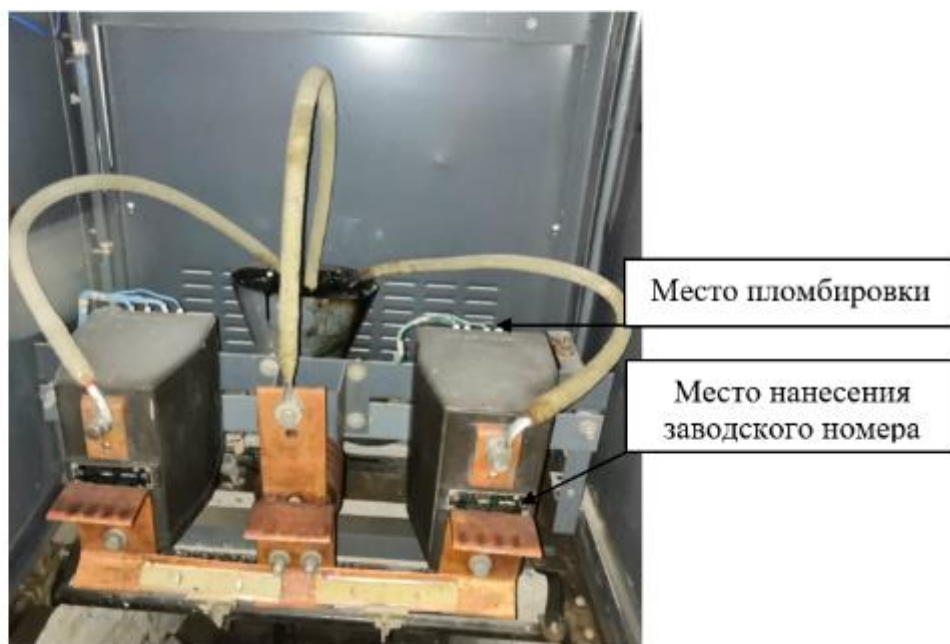


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	44958, 43632	54166, 51597, 54130, 54986, 53831, 53845, 54987, 54990, 58324, 54131	57186, 58720
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	100	200	400
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	5	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10	10	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ 10 02.1	1 шт.
Паспорт	ТОЛ 10 02.1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

ПО «Уралэлектротяжмаш»

Юридический адрес: 620040, г. Свердловск, ул. Фронтовых Бригад, д. 22

Изготовитель

ПО «Уралэлектротяжмаш» (изготовлены в 1982-1989 гг.)

Адрес: 620040, г. Свердловск, ул. Фронтовых Бригад, д. 22

Испытательный центр

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

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

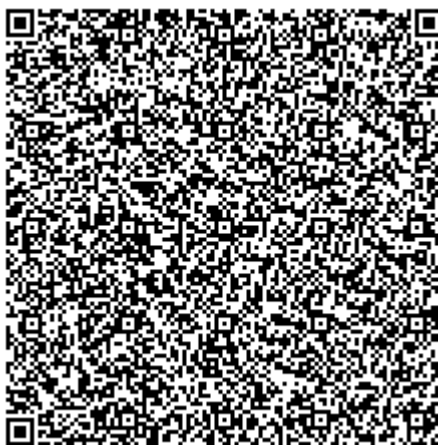
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93249-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТОЛ

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Трансформаторы тока выполнены в виде опорной конструкции, имеют магнитопроводы, первичную и вторичные обмотки, залитые компаундом, который обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от проникновения влаги и механических повреждений.

Выходы первичной обмотки выведены на верхнюю часть литого корпуса в виде контактных площадок с двумя отверстиями для крепления. Выводы вторичных обмоток расположены в нижней части литого блока.

Маркировка выводов первичной и вторичных обмоток - рельефная, выполненная компаундом при заливке трансформаторов в форму.

Конструкция выводов вторичных обмоток для измерений предусматривает возможность пломбирования.

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

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока следующих модификаций:

- ТОЛ 10-I-II У2 зав. № 2862, 2850, 1387;
- ТОЛ10-I-1 У2 зав. № 5034, 5030, 5023;
- ТОЛ-10-I-8 У2 зав. № 10140, 10138.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТОЛ 10-I-II У2

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	2862, 2850	1387
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	50	100
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10	10

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТОЛ10-I-1 У2

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	5034, 5030, 5023
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	400
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 1.3 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТОЛ-10-I-8 У2

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	10140, 10138
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	800
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ 10-I-II У2; ТОЛ10-I-1 У2; ТОЛ-10-I-8 У2	1 шт.
Паспорт	ТОЛ 10-I-II У2; ТОЛ10-I-1 У2; ТОЛ-10-I-8 У2	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

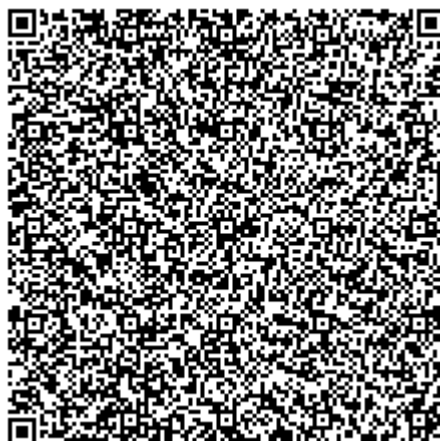
Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)
ИНН 6658017928
Юридический адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25
Телефон: +7 (343) 234-31-02
Факс: +7 (343) 212-52-55
Web-сайт: www.cztt.ru
E-mail: cztt@cztt.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)
ИНН 6658017928
Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25
Телефон: +7 (343) 234-31-02
Факс: +7 (343) 212-52-55
Web-сайт: www.cztt.ru
E-mail: cztt@cztt.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93250-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТШВ-24 У3

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТШВ-24 У3 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока по конструкции – шинные. По виду изоляции – воздушный зазор. По числу ступеней трансформации – одноступенчатые. С одной вторичной обмоткой. С одним коэффициентом трансформации.

Первичной обмоткой трансформатора служит шина токопровода. Для крепления трансформатора тока в кожухе токопровода на наружном диаметре обмотки установлены буксы с углублениями.

Вторичная обмотка трансформаторов намотана на тороидальный магнитопровод, заключённый в жёсткую коробку, и покрыта пропитанной лаком изолирующей стеклотканью, которая обеспечивает междурядную и междувитковую изоляцию. Выводы вторичной обмотки подключены к клеммам, закрепленным на корпусе трансформатора.

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

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТШВ-24 У3 зав. № 4, 17, 21, 112, 120, 123, 162, 173, 175.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	4, 17, 21, 112, 120, 123, 162, 173, 175
Номинальное напряжение, кВ	24
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	30000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	100

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТШВ-24 УЗ	1 шт.
Паспорт	ТШВ-24 УЗ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Завод «Электроаппарат» предприятие п/я В-8360

Юридический адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия В.О., д. 3—7

Изготовитель

Завод «Электроаппарат» предприятие п/я В-8360 (изготовлены в 1981-1989 гг.)

Адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия В.О., д. 3—7

Испытательный центр

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

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

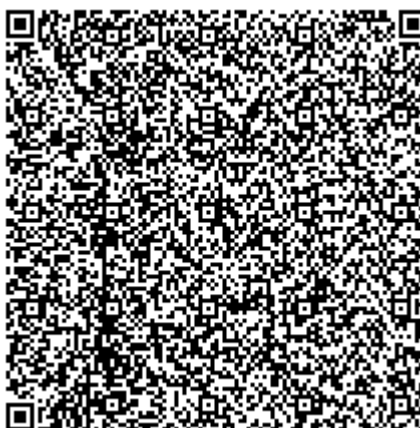
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93254-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Комплексы программно-аппаратные предрейсового медицинского осмотра
ПАК ПРМО**

Назначение средства измерений

Комплексы программно-аппаратные предрейсового медицинского осмотра ПАК ПРМО (далее - комплексы) предназначены для измерений температуры тела человека бесконтактным методом, массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе, неинвазивного давления, частоты пульса.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на распознавании различных изменений физиологических параметров человека с помощью датчиков и преобразовании их в электрические сигналы. Затем эти данные собираются и анализируются с помощью программного обеспечения для анализа данных и отображаются на функциональном дисплее.

Принцип действия канала артериального давления основан на определении систолического и диастолического артериального давления косвенным осциллометрическим способом.

Принцип действия канала измерений частоты пульса основан на определении по частоте пульсаций давления воздуха в компрессионной манжете в интервале времени от момента определения систолического до момента определения диастолического давления.

Принцип действия канала термометрии основан на измерении, дальнейшем преобразовании в электрический сигнал тепловой энергии инфракрасного излучения поверхности тела.

Принцип действия канала измерений массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе основан на работе электрохимического датчика.

Конструктивно комплексы представляют собой стационарные настольные приборы, в которые интегрированы измерительные каналы, измеряющие физиологические параметры человека, программное обеспечение, дисплей для отображения результатов измерений и управления комплексом и видеокамера.

Серийный номер наносится на маркировочную наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид комплексов с указанием места нанесения знака утверждения типа и серийного номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на комплексы не предусмотрено. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – заводская пломба.

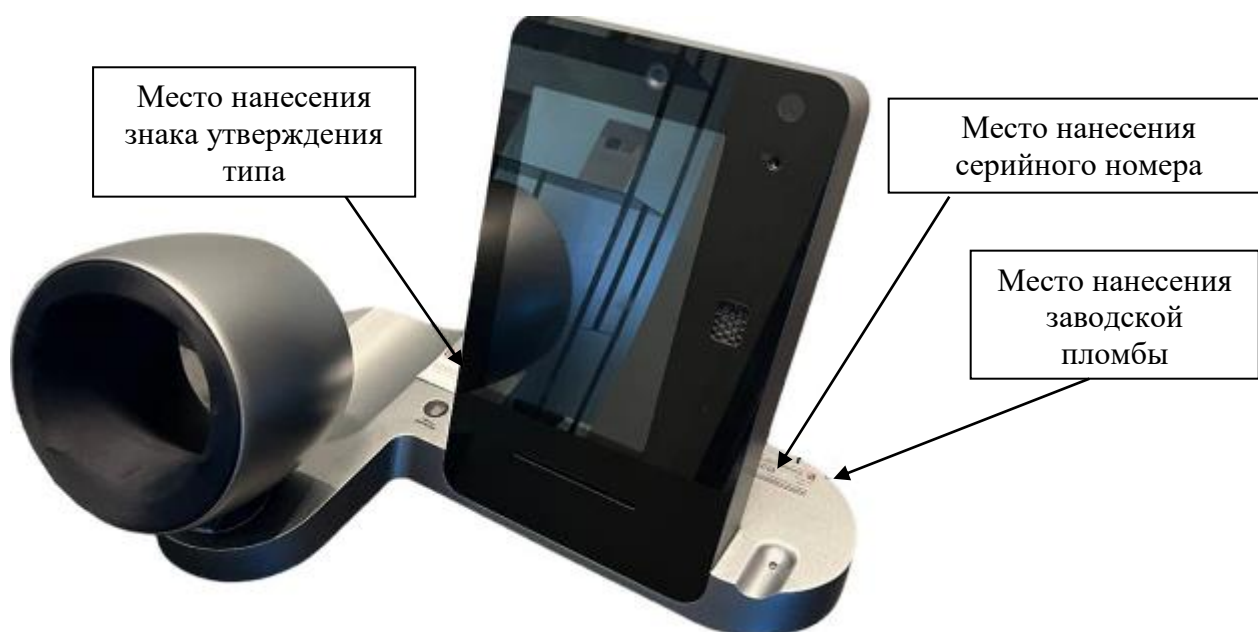


Рисунок 1 – Общий вид комплексов с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа и места нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (далее - ПО) предназначено для управления, считывания и сохранения результатов измерений, изменения настроек и параметров комплекса. ПО комплексов запускается в автоматическом режиме после включения.

ПО является метрологически значимым.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Терминал ПРМО
Цифровой идентификатор ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.X
Примечания:	
1 «X» - номер версии метрологически незначимой части встроенного ПО, может принимать целые значения в диапазоне от 1 до 9.	
2 «2» - номер версии метрологически значимой части встроенного ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики канала измерений массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе

Наименование характеристики	Значение
Метод измерения массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе	электрохимический
Диапазон измерений массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе, мг/л	от 0,0 до 1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе в диапазоне от 0,0 до 0,5 мг/л включ., мг/л	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе в диапазоне св. 0,5 до 1,5 мг/л включ., %	± 10
Время измерения после отбора пробы, с, не более	10

Таблица 3 – Метрологические характеристики канала измерений неинвазивного давления и частоты пульса

Наименование характеристики	Значение
Метод измерения избыточного давления воздуха в манжете	осциллометрический
Диапазон измерений избыточного давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 20 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений избыточного давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	± 3
Разрешающая способность по измерению избыточного давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	1
Диапазон измерений частоты пульса, мин ⁻¹	от 40 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты пульса, %	± 5
Разрешающая способность по измерению частоты пульса, мин ⁻¹	1

Таблица 4 – Метрологические характеристики канала измерений температуры тела человека бесконтактным методом

Наименование характеристики	Значение
Метод измерения температуры	бесконтактный
Диапазон измерений температуры, °C	от 32,0 до 42,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm 0,3$
Разрешающая способность, °C	0,1
Максимальное время измерения, с, не более	60

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 50/60
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	360×390×536
Масса, кг, не более	8,25
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +10 до +35 80

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка на отказ, ч	10000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную наклейку любым технологическим способом, а также на титульный лист руководства по эксплуатации и формуляр типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-аппаратный предрейсового медицинского осмотра	ПАК ПРМО	1 шт.
Формуляр	ЛАВР.425790.115.ФО.02.2.М	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЛАВР.425790.115.ИЗ.02.2.М	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ЛАВР.425790.115.ИЗ.02.2.М.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 1.6, 1.11, 12.2);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3464 «Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения»;

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3452 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания этанола в газовых средах»;

ТУ 26.60.12-001-58727345-2024 «Комплекс программно-аппаратный предрейсового медицинского осмотра ПАК ПРМО. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Цифровые технологии железных дорог» (ООО «ЦТЖД»)

ИНН 7838100750

Адрес юридического лица: 119607, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Раменки, б-р Раменский, д. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Цифровые технологии железных дорог» (ООО «ЦТЖД»)

ИНН 7838100750

Адрес юридического лица: 119607, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Раменки, б-р Раменский, д. 1

Адрес места осуществления деятельности: 198095, г. Санкт-Петербург, ул. Маршала Говорова, д. 52, лит. а, помещ. 16Н

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский и испытательный институт медицинской техники» Федеральной службы по надзору в сфере здравоохранения (ФГБУ «ВНИИИМТ» Росздравнадзора)

Адрес: 115478, г. Москва, Каширское ш., д. 24, стр. 16

Телефон: +7 (495) 989-73-62

E-mail: info@vniiimt.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312253.

