

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Регистраторы температуры и относительной влажности беспроводные	Sensitech	TT Ultra Fit №EKD3100 ST0, TT Ultra 64K № KD3100SV 0, TT Ultra Dry Ice Probeless № EJ82201P60 , TT Ultra Humidity № 124171226, TT Geo LTE, зав. № HJV9600 C84, TT Geo LTE, зав. № HJV9600 F94, VizComm	73675-18	-	-	МП 2411- 0160-2018	МП 2411- 0160-2022	-	17.03.2022	Общество с ограниченной ответствен- ностью «Керриер Рефриджерейшн Рус» (ООО «Керриер Рефриджерейшн Рус»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, г. Санкт Петербург

	-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) филиала «Невский» ПАО «ГТК-1»	-	01	47667-11	МП 47667-11	-	МП 442-2021	-	24.09.2021	Акционерное общество «Региональный деловой центр Томской области» (АО «РДЦ ТО»), г. Томск	«ПетроЭнерго-центр» (ООО «ПетроЭнерго-центр»), г. Санкт-Петербург	
5.	Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново»)	-	01	47667-11	МП 47667-11	-	МП 442-2021	-	24.09.2021	Акционерное общество «Региональный деловой центр Томской области» (АО «РДЦ ТО»), г. Томск	ФБУ «Томский ЦСМ», г. Томск	
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агроком-плекс»)	-	011	72525-18	-	МП ЭПР-089-2018	-	20.05.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»), Московская обл., г. Красногорск	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск		
7.	Система	-	031	71814-18	-	МП 206.1-	-	23.05.2022	Общество с	Общество с	ООО	

	автоматизирующая информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак	ТК-5	Изготовитель ООО «НПО ТЕХНО-АС» - зав.№ 2100513 (ТК-5.01.150), №2102664 (ТК-5.01С.150), №2100774 (ТК-5.01М.150), № 2204212 (ТК-5.01МС.150), ТК-5.11С №2203905, ТК-5.04С №2204167, ТК-5.09С №2204214, ТК-5.06С №2204111, ТК-5.09 № 2100240, № 2204197 (ТК-5.01П), (№2234241	41002-19	-	-	МП 207-021-2019 «Термометры контактные цифровые. Методика поверки»	-	Общество с ограниченной ответственностью «НПО ТЕХНО-АС» (ООО «НПО ТЕХНО-АС»), Московская обл., г. Коломна Общество с ограниченной ответственностью «ГД ТЕХНО-АС» (ООО «ГД ТЕХНО-АС»), г. Москва	29.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «НПО ТЕХНО-АС» (ООО «НПО ТЕХНО-АС»), Московская обл., г. Коломна	ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»), г. Екатеринбург	«Спецэнерго-проект», г. Москва
8.	Термометры контактные цифровые	ТК-5	Изготовитель ООО «НПО ТЕХНО-АС» - зав.№ 2100513 (ТК-5.01.150), №2102664 (ТК-5.01С.150), №2100774 (ТК-5.01М.150), № 2204212 (ТК-5.01МС.150), ТК-5.11С №2203905, ТК-5.04С №2204167, ТК-5.09С №2204214, ТК-5.06С №2204111, ТК-5.09 № 2100240, № 2204197 (ТК-5.01П), (№2234241	41002-19	-	-	МП 207-021-2019 «Термометры контактные цифровые. Методика поверки»	-	Общество с ограниченной ответственностью «НПО ТЕХНО-АС» (ООО «НПО ТЕХНО-АС»), Московская обл., г. Коломна Общество с ограниченной ответственностью «ГД ТЕХНО-АС» (ООО «ГД ТЕХНО-АС»), г. Москва	29.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «НПО ТЕХНО-АС» (ООО «НПО ТЕХНО-АС»), Московская обл., г. Коломна	ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»), г. Екатеринбург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 41002-19

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры контактные цифровые ТК-5

Назначение средства измерений

Термометры контактные цифровые ТК-5 (далее — термометры) предназначены для измерений температуры жидких, сыпучих, газообразных сред, а также измерений относительной влажности газообразных неагрессивных сред.

Описание средства измерений

Принцип действия термометров основан на преобразовании электрических сигналов, пропорциональных измеряемым величинам, поступающих в электронный блок от первичных преобразователей (датчиков). Результаты измерений отображаются на жидкокристаллическом дисплее.

Принцип измерения температуры основан на зависимости электрического сопротивления датчика от измеряемой температуры, а принцип измерения относительной влажности - на изменении электрической емкости датчиков в зависимости от диэлектрической проницаемости диэлектрика, используемого в качестве влагочувствительного слоя.

Термометры представляют собой переносные многофункциональные микропроцессорные приборы и состоят из электронного блока с автономным питанием, размещенного в пластиковом или алюминиевом корпусе, и измерительных зондов различного назначения и конструкции. Электронный блок состоит из микропроцессора, цифрового жидкокристаллического дисплея и панели управления. На тыльной стороне корпуса имеется ниша для установки элементов питания, закрываемая крышкой. В верхней части корпуса электронного блока расположены разъемы для подключения измерительных зондов.

Измерительные зонды состоят из одного или двух первичных преобразователей в защитном чехле и пластиковой рукоятки. В качестве первичных преобразователей температуры в измерительных зондах используются термопреобразователи сопротивления (ТС) с НСХ по ГОСТ 6651-2009 преобразователи термоэлектрические (ТП) с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001, в качестве первичных преобразователей влажности используются датчики влажности емкостного типа.

Термометры изготавливаются следующих модификаций: ТК-5.01, ТК-5.01С, ТК-5.01М, ТК-5.01МС, ТК-5.01П, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТ, ТК-5.01ПТС, ТК-5.04, ТК-5.04С, ТК-5.06, ТК-5.06С, ТК-5.09, ТК-5.09С, ТК-5.08, ТК-5.11, ТК-5.11С, ТК-5.27, ТК-5.29. Данные модификации различаются между собой внешним видом, метрологическими характеристиками, типом и количеством используемых зондов и наличием взрывозащиты.

В зависимости от модификации, термометры разделяются на следующие группы.

- ТК-5.01, ТК-5.01С, ТК-5.01М, ТК-5.01МС, ТК-5.01П, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТ, ТК-5.01ПТС - термометры контактные цифровые одноканальные с постоянными зондами (поверхностными или погружаемыми). Модификации термометров ТК-5.01, ТК-5.01С, ТК-5.01М, ТК-5.01МС используются с погружаемыми зондами ЗПГ, ЗПУ. Модификации ТК-5.01П, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТ, ТК-5.01ПТС используются с поверхностными зондами ЗПВ.

- ТК-5.04, ТК-5.04С, ТК-5.06, ТК-5.06С, ТК-5.09, ТК-5.09С - термометры контактные цифровые одноканальные со сменными погружаемыми, воздушными, поверхностными зондами, зондами относительной влажности, тепловой нагрузки среды, зондами-кабелями для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя утвержденного типа;

- ТК-5.08, ТК-5.11, ТК-5.11С, ТК-5.27, ТК-5.29 - термометры контактные цифровые двухканальные со сменными погружаемыми, воздушными, поверхностными зондами, зондами относительной влажности, тепловой нагрузки среды, зондами-кабелями для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя утвержденного типа зондами-кабелями для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя утвержденного типа.

Термометры модификаций ТК-5.11С, ТК-5.27 и ТК-5.29 дополнительно могут использовать сменные зонды для индикации (зонд освещенности и ультрафиолетового излучения, зонд скорости воздушного потока, зонд давления атмосферного), причем ТК-5.11С и ТК-5.27 на обоих каналах, ТК-5.29 только на первом канале.

Термометры ТК-5.27 и ТК-5.29 имеют возможность подключения к персональному компьютеру для настройки метрологически независимых функций меню прибора и считывания сохраненных данных с SD-карты с помощью программного обеспечения «Thermo Monitor». Подключение к персональному компьютеру производится через разъем microUSB.

Второй канал термометра ТК-5.29 предназначен для подключения термопреобразователей сопротивления с НСХ следующих типов по ГОСТ 6651-2009: 100М, 50М, Pt100, Pt50, 100П, 50П, а также датчиков с унифицированным выходным сигналом с диапазоном от 4 до 20 мА. Внешнее питание к токовому датчику подается отдельно.

Условное обозначение зондов термометров приведено ниже.

Зонды
 a b c d

a – тип зонда:

- зонд погружаемый (ЗПГ)
- зонд погружаемый усиленный (ЗПГУ)
- зонд погружаемый для нефтепродуктов (ЗПГН, ЗПГТ)
- зонд-держатель погружаемый высокотемпературный для присоединения термоэлектрических преобразователей одноразового применения (ЗПГВ)
- зонд погружаемый низкотемпературный (ЗПГНН)
- зонд воздушный (ЗВ)
- зонд воздушный высокоточный (ЗВВ)
- зонд воздушный малогабаритный низкотемпературный (ЗВМН)
- зонд воздушный малогабаритный высокотемпературный (ЗВМВ)
- зонд поверхностный (ЗПВ)
- зонд поверхностный изогнутый (ЗПИ)
- зонд поверхностный изогнутый для движущихся поверхностей (ЗПИД)
- зонд поверхностный высокотемпературный (ЗПВВ)
- зонд поверхностный высокоточный (ЗПВТ)
- зонд поверхностный магнитный (ЗПМ)
- зонд тепловой нагрузки среды (ЗТНС)
- зонд (кабель) для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя (ЗВТ)
- зонд относительной влажности (ЗВЛ, ЗВЛМ)
- зонд относительной влажности и температуры (ЗВЛ.Т, ЗВЛМ.Т)
- зонд относительной влажности и температуры гибкий (ЗВЛТГ)
- зонд освещенности и ультрафиолетового излучения (ЗО)
- зонд скорости воздушного потока (ЗСВП)
- зонд давления атмосферного (ЗДА);

b – применяемость зонда в модели прибора:

8 – разъем на кабеле для моделей ТК-5.04С, ТК-5.06С, ТК-5.08, ТК-5.09С, ТК-5.11С, ТК-5.27, ТК-5.29 (отсутствие цифры 8 – разъем на кабеле для моделей ТК-5.04, ТК-5.06, ТК-5.09, ТК-5.11);

s – длина рабочего элемента, мм;
 d – длина соединительного провода, м (отсутствие индекса - длина соединительного провода 1 м, в зондах ЗВЛМ, ЗВЛМ.Т, ЗДА соединительный провод отсутствует).

Нанесение знака поверки на термометр не предусмотрено. Заводской номер в виде наклейки наносится под крышкой батарейного отсека.

Фотографии общего вида термометров и зондов представлены на рисунках 1-42.



Рисунок 1 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01



Рисунок 2 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01П



Рисунок 3 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01ПТ



Рисунок 4 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01М



Рисунок 5 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01С



Рисунок 6 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01ПС



Рисунок 7 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01ПТС



Рисунок 8 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.01МС



Рисунок 9 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.04



Рисунок 10 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.06



Рисунок 11 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.08



Рисунок 12 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.09



Рисунок 13 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.11



Рисунок 14 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.04C



Рисунок 15 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.06C



Рисунок 16 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.09C



Рисунок 17 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.11C

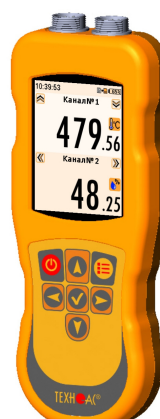


Рисунок 18 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.27



Рисунок 19 – Общий вид термометров контактных цифровых ТК-5 модификации ТК-5.29



Рисунок 20 – Общий вид зондов погружаемых (ЗПГ)



Рисунок 21 – Общий вид зондов погружаемый усиленный (ЗПГУ)



Рисунок 22 – Общий вид зондов погружаемых для нефтепродуктов (ЗПГН)



Рисунок 23 – Общий вид зондов погружаемых высокотемпературных (ЗПГВ)



Рисунок 24 – Общий вид зондов погружаемых низкотемпературных (ЗПГНН)



Рисунок 25 – Общий вид зондов воздушных (ЗВ) / воздушных высокоточных (ЗВВ)



Рисунок 26 – Общий вид зондов погружаемых для нефтепродуктов, утяжеленный грузом (ЗПГТ)



Рисунок 27 – Общий вид зондов воздушных малогабаритных низкотемпературных (ЗВМН)



Рисунок 28 – Общий вид зондов воздушных малогабаритных высокотемпературных (ЗВМВ)



Рисунок 29 – Общий вид зондов поверхностных (ЗПВ)



Рисунок 30 – Общий вид зондов поверхностных изогнутых (ЗПИ)



Рисунок 31 – Общий вид зондов поверхностных изогнутых для движущихся поверхностей (ЗПДИ)



Рисунок 32 – Общий вид зондов поверхностных высокотемпературных (ЗПВВ)



Рисунок 33 – Общий вид зондов поверхностных высокоточных (ЗПВТ)



Рисунок 34 – Общий вид зондов поверхностных магнитных (ЗПМ)



Рисунок 35 – Общий вид зондов тепловой нагрузки среды (ЗТНС)



Рисунок 36 – Общий вид зондов-кабелей для подключения внешнего ТП (ЗВТ)



Рисунок 37 – Общий вид зондов относительной влажности / относительной влажности и температуры (ЗВЛ, ЗВЛ.Т)



Рисунок 38 – Общий вид зондов относительной влажности / относительной влажности и температуры малогабаритных (ЗВЛМ, ЗВЛМ.Т)



Рисунок 39 – Общий вид зондов относительной влажности и температуры гибких (ЗВЛТГ)



Рисунок 40 – Общий вид зондов давления атмосферного (ЗДА)



Рисунок 41 – Общий вид зондов освещенности и ультрафиолетового излучения (ЗО)



Рисунок 42 – Общий вид зондов скорости воздушного потока (ЗСПВ)

Цветовая гамма корпусов термометров ТК-5.01С, ТК-5.01МС, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТС, ТК-5.04С, ТК-5.06С, ТК-5.09С, ТК-5.11С, ТК-5.27 и ТК-5.29 может быть изменена по решению Изготовителя в одностороннем порядке.

Схема пломбировки термометров от несанкционированного доступа приведена на рисунке 43.



Рисунок 43 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа. Место расположение заводского номера

Конструкцией термометров модификации ТК-5.08 предусмотрена пломбировка углублений с крепежными винтами от несанкционированного доступа. Для остальных модификаций термометров на винт, закрепляющий крышку с корпусом, предусмотрена установка специальной наклейки «Гарантия».

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) приборов состоит из метрологически значимого встроенного ПО, находящегося в микропроцессоре внутри корпуса прибора. Данное ПО устанавливается на заводе-изготовителе во время производственного цикла и не подлежит внешней модификации на протяжении всего времени функционирования изделия.

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от преднамеренного и непреднамеренного доступа соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых ТК-5 приведены в таблицах 1-13.

Таблица 1 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.01, ТК-5.01М, ТК-5.01П, ТК-5.01ПТ

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.01
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 2 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.01С, ТК-5.01МС, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТС

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.01С
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 3 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.04

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.04
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 4 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.04С

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.04С
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 5 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.06

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.06
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 6 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.06С

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.06С
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 7 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.08

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.08
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 8 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.09

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.09
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 9 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.09С

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.09С
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 10 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.11

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.11
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 11 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.11С

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.11С
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 12 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.27

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.27
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Таблица 13 - Идентификационные данные встроенного ПО для термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.29

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТК-5.29
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	недоступен

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики термометров модификаций ТК-5.01, ТК-5.01С, ТК-5.01М, ТК-5.01МС, ТК-5.01П, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТ, ТК-5.01ПТС приведены в таблице 14.

Таблица 14

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модификации ТК-5)			
	ТК-5.01, ТК-5.01С	ТК-5.01М, ТК-5.01МС	ТК-5.01П, ТК-5.01ПС	ТК-5.01ПТ, ТК-5.01ПТС
Диапазон измерений температуры, °С	от -40 до +200		от -20 до +200	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности в диапазоне до +100 °С включ., °С	±2	±0,5	±2	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности в диапазоне свыше +100 °С, %	±(1+1е.м.р.)	±(0,5+1е.м.р.)	±(2+1е.м.р.)	±(2+1е.м.р.)
Разрешающая способность, °С	1	0,1	1	0,1
Показатель тепловой инерции, с, не более	6		10	
(*) – одна единица младшего разряда.				

Метрологические и технические характеристики термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.04, ТК-5.04С⁽³⁾ и типы применяемых зондов приведены в таблице 15.

Таблица 15

Тип зонда	Диапазон измерений температуры, °С	Показатель тепловой инерции, с	Пределы допускаемой основной погрешности измерений температуры в комплекте с зондом		Разрешающая способность, °С
			абсолютной, °С	относительной, %	
Погружаемые					
ЗПГ 150 ЗПГУ 150 ЗПГН ЗПГТ	от -40 до +200	6	±2 (от -40 до +100 °С включ.)	±(1 ^(*)) (св. +100 °С)	1
ЗПГ 300 ЗПГУ 300	от -40 до +300				1
ЗПГ 500 ЗПГУ 500 ЗПГУ 1000 ЗПГУ 1500	от -40 до +600				1
Воздушные					
ЗВ 150	от -40 до +200	2	±2 (от -40 до +100 °С включ.)	±(1 ^(*)) (св. +100 °С)	1
ЗВ 500 ЗВ 1000	от -40 до +600				1
Поверхностные для движущихся поверхностей					
ЗПДИ 300 ЗПДИ 500	от -40 до +250	10	±2 (от -40 до +100 °С включ.)	±(2 ^(*)) (св. +100 °С)	1
Поверхностные					
ЗПВ 150 ЗПВ 300 ЗПВ 500 ЗПВ 1000 ЗПИ 300 ЗПИ 500	от -40 до +250	10	±2 (от -40 до +100 °С включ.)	±(2 ^(*)) (св. +100 °С)	1
Поверхностные высокотемпературные					
ЗПВВ 300 ЗПВВ 500 ЗПВВ 1000	от -40 до +500	10	±2 (от -40 до +100 °С включ.)	±(2 ^(*)) (св. + 100 °С)	1
Поверхностные магнитные					
ЗПМ	от -40 до +120	20	±2	-	1
Для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя					
ЗВТ.L ⁽⁴⁾ ЗВТ.K ⁽⁴⁾ ЗВТ.B ⁽⁴⁾ ЗВТ.R ⁽⁴⁾ ЗВТ.S ⁽⁴⁾	от -100 до +800 от -100 до +1300 от +600 до 1800 от 0 до +1600 от 0 до +1600	-	±1 ⁽²⁾	-	1
Примечания: 1) ^(*) – одна единица младшего разряда. 2) погрешность нормирована без учета погрешности внешней подключаемой термопары; 3) для ТК-5.04С применяются зонды с маркировкой «8» в обозначении. 4) зонд предназначен для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя конкретного типа (L, K, B, R или S по ГОСТ Р 8.585-2001).					

Метрологические и технические характеристики термометров контактных цифровых модификаций ТК-5.06, ТК-5.06С⁽⁴⁾, ТК-5.08⁽⁴⁾, ТК-5.09⁽⁴⁾, ТК-5.09С⁽⁴⁾, ТК-5.11⁽⁴⁾, ТК-5.11С⁽⁴⁾, ТК-5.27⁽⁴⁾, ТК-5.29⁽⁴⁾ и типы применяемых зондов приведены в таблицах 16 и 17.

Таблица 16

Тип зонда и обозначение	Диапазон измерений температуры, °С	Показатель тепловой инерции, с	Пределы допускаемой основной погрешности измерений температуры в комплекте с зондом		Разрешающая способность, °С
			абсолютной, °С	относительной, %	
Погружаемые					
ЗПГ 150 ЗПГУ 150 ЗПГН ЗПГТ	от -40 до +200	6	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±(0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
ЗПГ 300 ЗПГУ 300	от -40 до +300	6	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±(0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
ЗПГ 500 ЗПГУ 500 ЗПГУ 1000 ЗПГУ 1500	от -40 до +600	6	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±(0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Воздушные					
ЗВ 150	от -40 до +200	2	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±(0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
ЗВ 500 ЗВ 1000	от -40 до +600				0,1
Воздушные малогабаритные высокотемпературные					
ЗВМВ	от -40 до +500	2	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±(0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Воздушные малогабаритные высокотемпературные с керамикой					
ЗВМВК	от -40 до +1100	2	±0,5 (от -40 до +100 °С включ.)	±(0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Воздушный высокоточный					
ЗВВ 150	от -40 до +200	2	±0,2 (св. 0 до +50 °С включ.) ±0,5 (от -40 до 0 °С включ. и св. +50 до +100 °С включ.)	± (0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Погружаемые низкотемпературные					
ЗПГНН	от -75 до +200	2	±1 (от -75 до -40 °С включ.) ±0,5 (св. -40 до +100 °С включ.)	± (0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Воздушные малогабаритные низкотемпературные					
ЗВМН	от -75 до +200	2	±1 (от -75 до -40 °С включ.) ±0,5 (св. -40 до +100 °С включ.)	± (0,5+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1

Тип зонда и обозначение	Диапазон измерений температуры, °С	Показатель тепловой инерции, с	Пределы допускаемой основной погрешности измерений температуры в комплекте с зондом		Разрешающая способность, °С
			абсолютной, °С	относительной, %	
Поверхностные					
ЗПВ 150 ЗПВ 300 ЗПВ 500 ЗПВ 1000 ЗПИ 300 ЗПИ 500	от -40 до +250	10	±2 (от -40 до +100 °С включ.)	± (2+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Поверхностные высокотемпературные					
ЗПВВ 300 ЗПВВ 500 ЗПВВ 1000	от -40 до +500	10	±2 (от -40 до +100 °С включ.)	±(2+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Поверхностные высокоточные					
ЗПВТ 150 ЗПВТ 300 ЗПВТ 500	от -40 до +250	10	±0,5 (св. 0 до +50 °С включ.) ±2 (от -40 до 0 °С включ. и св. +50 до +100 °С включ.)	±(2+ ^(*)) (св. +100 °С)	0,1
Тепловой нагрузки среды					
ЗТНС	от -40 до +100	20	±0,2 ⁽⁵⁾	-	0,1
Погружаемые высокотемпературные					
ЗПГВ ⁽⁶⁾	от +600 до +1800	2	±1 ⁽²⁾	-	0,1
Для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя					
ЗВТ.L ⁽⁷⁾ ЗВТ.K ⁽⁷⁾ ЗВТ.B ⁽⁷⁾ ЗВТ.R ⁽⁷⁾ ЗВТ.S ⁽⁷⁾	от -100 до +800 от -100 до +1300 от +600 до +1800 от 0 до +1600 от 0 до +1600	-	±0,5 ⁽²⁾	-	0,1
Примечания: 1) ^(*) – одна единица младшего разряда; 2) погрешность нормирована без учета погрешности внешнего термоэлектрического преобразователя; 3) для ТК-5.27, ТК-5.29 предел допускаемой основной относительной погрешности измерений температуры не меняется при изменении разрядности индикации в режиме «меню»; 4) для ТК-5.06С, ТК-5.08, ТК-5.09С, ТК-5.11С, ТК5.27, ТК5.29 применяются зонды с маркировкой «8» в обозначении; 5) приведена погрешность встроенного воздушного зонда (без учета влияния сферы); 6) зонд ЗПГВ предназначен для подключения внешних термоэлектрических преобразователей одноразового применения с НСХ типа «В» по ГОСТ Р 8.585-2001; 7) зонд предназначен для подключения внешнего термоэлектрического преобразователя конкретного типа (L, K, B, R или S по ГОСТ Р 8.585-2001).					

Таблица 17

Тип зонда и обозна- чение	Диапазон измерений температуры, °С	Диапазон измерений относитель- ной влажности, %	Показатель тепловой инерции, с	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности в комплекте с зондом		Разреша- ющая способ- ность, °С
				температуры, °С	относительной влажности, %	
Относительной влажности						
ЗВЛ 150 ЗВЛ 500 ЗВЛ 1000 ЗВЛМ	-	от 0,1 до 100	-	-	±3	0,1
Относительной влажности и температуры						
ЗВЛ 150Т ЗВЛ 500Т ЗВЛ 1000Т ЗВЛМТ	от -20 до +85	от 0,1 до 100	5	±0,5	±3 (от -20 °С до +85 °С включ.)	0,1
Относительной влажности и температуры гибкий						
ЗВЛТГ	от -20 до +85	от 0,1 до 100	5	±0,2	±3 (от -20 °С до +85 °С включ.)	0,1
Для ТК-5.06С, ТК-5.08, ТК-5.09С, ТК-5.11С, ТК5.27, ТК5.29 применяются зонды с маркировкой «8» в обозначении.						

Метрологические характеристики 2 канала термометра Т-5.29 приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18

Температурный коэффициент и условное обозначение НСХ термопреобразователя сопротивления	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры, °С
$\alpha=0,00428^{\circ}\text{C}^{-1}$ (100М, 50М)	от -170 до +200	±0,2
$\alpha=0,00426^{\circ}\text{C}^{-1}$ (Cu100, Cu50)	от -50 до +200	±0,2
$\alpha=0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$ (Pt100, Pt50)	от -170 до +850	±0,2
$\alpha=0,00391^{\circ}\text{C}^{-1}$ (100П, 50П)	от -170 до +850	±0,2
$\alpha=0,00617^{\circ}\text{C}^{-1}$ (Ni100, Ni50)	от -60 до +180	±0,2

Таблица 19

Диапазон измерений выходного токового сигнала датчиков с унифицированным выходным сигналом, мА	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности при измерении токового сигнала, % ($\Delta_{\text{осн. пр.}}$) (от диапазона измерений)
от 4 до 20	±0,15

Общие метрологические и технические характеристики термометров приведены в таблице 20.

Таблица 20

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений температуры, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (от +15 до +25 °С) в диапазоне от -20 до +50 °С на каждые 10 °С, °С	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений относительной влажности, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (от +15 до +25 °С) в диапазоне от -20 до +50 °С на каждые 10 °С, %	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности при измерении токового сигнала, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (от +15 до +25 °С) в диапазоне от -20 до +50 °С на каждые 10 °С, % (от диапазона измерений)	$\pm 0,5 \times \Delta_{\text{осн. пр.}}$
Напряжение питания, В - ТК-5.01, ТК-5.01С, ТК-5.01М, ТК-5.01МС, ТК-5.01П, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТ, ТК-5.01ПТС, ТК-5.04, ТК-5.04С, ТК-5.06, ТК-5.06С, ТК-5.09, ТК-5.09С, ТК-5.11, ТК-5.11С, ТК-5.27, ТК-5.29 - ТК-5.08	от 1,8 до 3,3 от 2,8 до 3,6
Масса электронного блока, кг, не более - ТК-5.01, ТК-5.01С, ТК-5.01М, ТК-5.01МС, ТК-5.01П, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТ, ТК-5.01ПТС, ТК-5.04, ТК-5.04С, ТК-5.06, ТК-5.06С, ТК-5.09, ТК-5.09С, ТК-5.11, ТК-5.11С, ТК-5.27, ТК-5.29 - ТК-5.08	0,2 0,5
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более - ТК-5.01, ТК-5.01М, ТК-5.01П, ТК-5.01ПТ, ТК-5.04, ТК-5.06, ТК-5.09, ТК-5.11 - ТК-5.01С, ТК-5.01МС, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТС, ТК-5.04С, ТК-5.06С, ТК-5.09С, ТК-5.11С, ТК-5.27, ТК-5.29 - ТК-5.08	185×61×36 180×70×27 165×85×35
Длина соединительного кабеля, м	1 ⁽¹⁾
Группа исполнения в зависимости от устойчивости и прочности к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в диапазоне от -20 до +50 °С в соответствии с ГОСТ Р 52931-2008	С4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Примечание: 1) по индивидуальному заказу длина соединительного кабеля может быть увеличена до 20 м, для зондов ЗПГНН, ЗВМН и ЗВМВ - до 100м, для зондов ЗПГН и ЗПГТ - до 120м	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации на прибор типографским способом, а также тампопечатью (ТК-5.1, ТК-5.01М, ТК-5.01П, ТК-5.01ПТ, ТК-5.04, ТК-5.06, ТК-5.09, ТК-5.11), на лицевой наклейке (ТК-5.08), на пленочной клавиатуре (ТК-5.01С, ТК-5.01МС) на корпус электронного блока.

Комплектность средства измерений

Комплектность термометров приведена в таблице 21.

Таблица 21

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Термометры контактные цифровые ТК-5	Обозначение модификации в соответствии с заказом	1 шт.	модификация в соответствии с заказом
Комплект зондов	в соответствии с заказом	по заказу	в соответствии с модификацией
Кабель для проведения поверки и подключения к прибору датчиков температуры (термопреобразователей сопротивлений) по 4-х проводной схеме	ТК5.29.02.010	1 шт.	для термометра ТК-5.29
Кабель для проведения поверки и подключения к прибору датчиков с универсальным токовым выходом по 2-х проводной схеме	ТК5.29.02.020	1 шт.	для термометра ТК-5.29
Руководство по эксплуатации. Паспорт.	ТК-5.00.000 РЭ ТК-5.00.001 РЭ ТК-5.08.000 РЭ ТК-5.27.000 РЭ ТК-5.29.000 РЭ	1 экз.	для термометров ТК-5.01, ТК-5.01М, ТК-5.01П, ТК-5.01ПТ, ТК-5.04, ТК-5.06, ТК-5.09, ТК-5.11, для термометров ТК-5.01С, ТК-5.01МС, ТК-5.01ПС, ТК-5.01ПТС, ТК-5.04С, ТК-5.06С, ТК-5.09С, ТК-5.11С для термометра ТК-5.08 для термометра ТК-5.27 для термометра ТК-5.29
Комплект принадлежностей	-	1 шт.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Инструкция по эксплуатации» Руководства по эксплуатации (Паспорта).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к термометрам контактным цифровым ТК-5

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

ГОСТ 6651-2009 Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные

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

ТУ 4211-028-42290839-2004 Термометры контактные цифровые типа ТК-5. Технические условия.

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕХНО-АС»
(ООО «ТЕХНО-АС»)
ИНН 5022019621

Адрес: 140402, Московская обл., г. Коломна, ул. Октябрьской революции, 406
Web-сайт: www.technoac.ru
E-mail: marketing@technoac.ru

Общество с ограниченной ответственностью «НПО ТЕХНО-АС»
(ООО «НПО ТЕХНО-АС»)
ИНН 5022005435

Адрес: 140408, Московская обл., г. Коломна, ул. Октябрьской революции, 406
Телефон: +7 (496) 615-13-59, 613-51-47, 615-48-07
E-mail: npo@technoac.ru

Общество с ограниченной ответственностью «ТД ТЕХНО-АС»
(ООО «ТД ТЕХНО-АС»)
ИНН 7743367795

Юридический адрес: 125493, г. Москва, ВН. ТЕР. г. Муниципальный округ Гловинский,
ул. Смольная д. 2, этаж 5, помещ. 5, ком. 5, офис А2Б
Почтовый адрес: 140402, Московская обл. г. Коломна, а/я 85
Телефон: +7 (499) 226-17-42
Web-сайт: <http://td-technoac.ru>
E-mail: marketing@td-technoac.ru

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
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи ФГБУ «ВНИИМС» об аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа в реестре аккредитованных лиц 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 73675-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Регистраторы температуры и относительной влажности беспроводные Sensitech

Назначение средства измерений

Регистраторы температуры и относительной влажности беспроводные Sensitech (далее – регистраторы) предназначены для измерений температуры воздуха, а также относительной влажности воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия регистраторов основан на измерении и преобразовании сигналов встроенного или внешнего первичного преобразователя температуры (и относительной влажности в исполнениях TempTale 4 Humidity, TempTale Ultra Humidity, TempTale Geo LTE, VizComm View LTE) в цифровую форму быстродействующим АЦП, отображения текущего значения на дисплее при его наличии, записи результатов измерений с заданным интервалом времени во внутреннюю память и передачи на компьютер посредством коммуникационного кабеля или USB-интерфейса. В регистраторах модификаций TempTale RF, TempTale Geo и VizComm передача измеренных значений осуществляется по каналам радиосвязи стандарта GSM и другим по заказу.

Регистраторы используются до тех пор, пока маршрут доставки продукции не будет завершен или память регистратора не будет заполнена.

Регистраторы модификации TempTale имеют 18 исполнений:

- для измерений температуры воздуха: TempTale 4, TempTale 4 USB, TempTale 4 BIO, TempTale 4 Multi-Alarm, TempTale 4 USB Multi-Alarm, TempTale 4 USB Dry Ice, TempTale 4 Dry Ice Probeless, TempTale Ultra, TempTale Ultra BIO, TempTale Ultra Fit, TempTale Ultra Dry Ice Probeless, TempTale Ultra 64K.

- для измерений температуры воздуха внешним преобразователем температуры: TempTale 4 Dry Ice Probe, TempTale 4 Probe, TempTale Ultra Ambient Probe, TempTale Ultra Dry Ice Probe;

- для измерений температуры и относительной влажности воздуха: TempTale 4 Humidity, TempTale Ultra Humidity.

Регистраторы модификации TempTale имеют ЖК-дисплей, светодиодную индикацию, USB-разъем, различаются метрологическими характеристиками, габаритными размерами, массой, количеством сигналов оповещения тревоги.

Регистраторы модификации TempTale RF предназначены для передачи результатов измерений температуры воздуха через радиочастотную сеть (частотные диапазоны 869,9; 914,9 и 922,3 МГц), в состав которой входит регистратор температуры RF, ретранслятор RF и шлюз RF. Помимо встроенного аппаратного обеспечения, существует внешнее программное обеспечение (программные приложения), которое помогает в части связи с радиочастотной сетью RF, и позволяет регистратору RF загружать данные по беспроводной сети. Регистратор RF также имеет дополнительную опцию загрузки через USB-разъем.

Регистраторы модификации TempTale Geo имеют 4 исполнения для измерений температуры воздуха: TempTale Geo Eagle, TempTale Geo Eagle Extended, TempTale Geo Eagle 3G; регистратор исполнения TempTale Geo LTE предназначен также для измерений температуры и относительной влажности воздуха. Регистраторы имеют встроенный преобразователь температуры, светодиодную индикацию, функцию определения местонахождения, различаются исполнения метрологическими характеристиками. Измеренные данные в режиме реального времени передаются по каналам радиосвязи на сервер компании «Sensitech» (при отсутствии сети сохраняются в памяти регистратора до последующей передачи).

Регистраторы модификации VizComm имеют 6 исполнений для измерений температуры воздуха: VizComm View, VizComm View Extended, VizComm View 3G, VizComm Prime, VizComm Prime Extended, регистратор исполнения VizComm View LTE предназначен также для измерений относительной влажности воздуха. Регистраторы имеют встроенный преобразователь температуры, светодиодную индикацию, функцию определения местонахождения, различаются метрологическими характеристиками. Измеренные данные в режиме реального времени передаются по каналам радиосвязи на сервер компании «Sensitech» (при отсутствии сети сохраняются в памяти регистратора до последующей передачи).

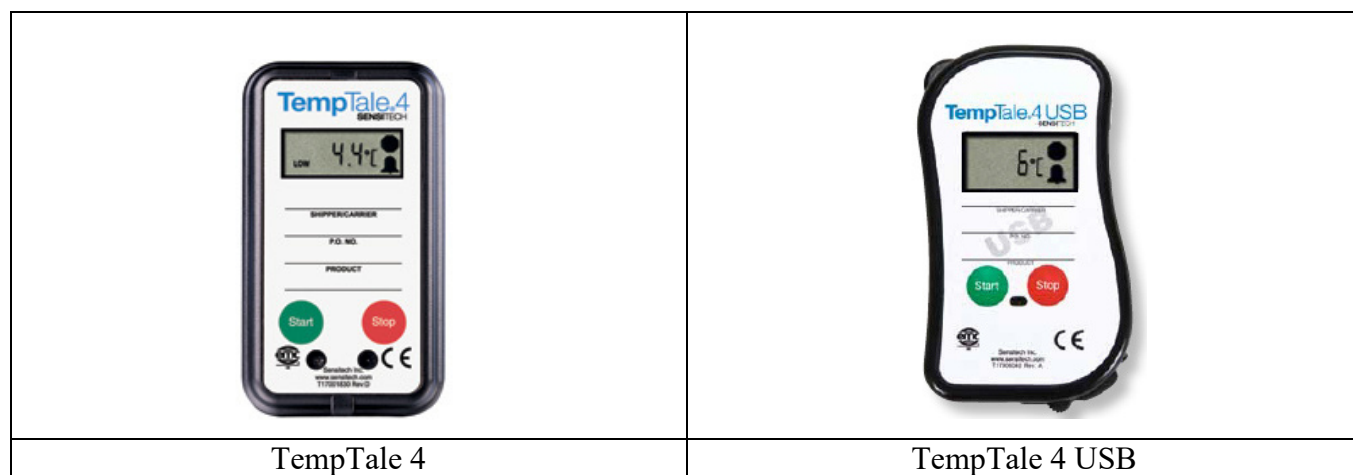
Модификация VaxAlert имеет 2 исполнения VaxAlert, VaxAlert USB, различающиеся сроком службы батареи питания, габаритными размерами, массой, и наличием USB-интерфейса.

Маркировка регистратора выполнена на наклейке, которая наносится на корпус и содержит: обозначение исполнения модификации; логотип предприятия-изготовителя; заводской номер регистратора по принятой нумерации предприятия – изготовителя.

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

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

Пломбировка корпуса от несанкционированного доступа не предусмотрена.





TempTale 4 BIO



TempTale 4 Dry Ice Probe



TempTale 4 Probe



TempTale 4 Multi-Alarm

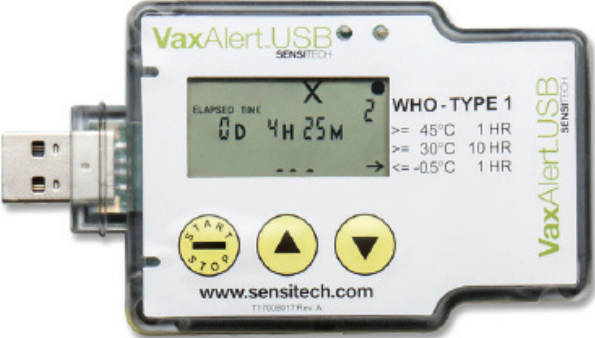


TempTale 4 USB Multi-Alarm



TempTale 4 Humidity

	
TempTale 4 USB Dry Ice	TempTale 4 Dry Ice Probeless
	
TempTale Ultra, TempTale Ultra 64K	TempTale Ultra BIO
	
TempTale Ultra Ambient Probe	TempTale Ultra Dry Ice Probe

	
TempTale Ultra Humidity	TempTale RF
	
TempTale Ultra Fit	TempTale Ultra Dry Ice Probeless
	
VaxAlert	VaxAlert USB
	
TempTale Geo LTE	TempTale Geo Eagle, TempTale Geo Eagle Extended, TempTale GEO Eagle 3G

	
VizComm View LTE	VizComm View, VizComm View Extended, VizComm View 3G
	
VizComm Prime	VizComm Prime Extended

Рисунок 1 – Общий вид регистраторов

Программное обеспечение

Регистратор функционирует под управлением встроенного программного обеспечения. Программное обеспечение осуществляет функции сбора, обработки, хранения, передачи и представления измерительной информации. Версия встроенного ПО доступна только на этапе производства.

Конструкция регистраторов исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию.

Данные с регистраторов в зависимости от исполнения могут быть загружены через USB-порт компьютера или по сотовой связи (модификации TempTale RF, TempTale Geo, VizComm) в автономное ПО TempTale Manager Desktop (TTMD), ColdStream Cold Chain Manager (CCM) или для модификаций TempTale Geo, VizComm – ПО SensiWatch Tracks, Sensiguard Tracks, SensiWatch Platform (Web-сайт: www.sensitech.com).

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений по Р50.2.077-2014 соответствует уровню – «высокий».

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1-4.

Таблица 1 – Метрологические характеристики модификаций (исполнений) по каналу измерений температуры: TempTale 4 USB; TempTale 4 Probe; TempTale4 Humidity; TempTale RF; TempTale Ultra Ambient Probe; TempTale 4 Multi-Alarm; TempTale 4 USB Multi-Alarm; TempTale Ultra Fit; TempTale Ultra 64K; TempTale Ultra HumidityTempTale Ultra BIO; TempTale 4 BIO; TempTale4 USB Dry Ice; TempTale4 Dry Ice Probeless; TempTale 4 Dry Ice Probe; TempTale Ultra Dry Ice Probeless; TempTale Ultra Dry Ice Probe

Наименование характеристики		Значение				
Исполнения модификации	2	3	4	5	6	7
	TempTale 4; TempTale 4 USB; TempTale 4 Probe; TempTale4 Humidity; TempTale RF	TempTale Ultra; TempTale Ultra Ambient Probe; TempTale 4 Multi-Alarm; TempTale Ultra Fit; TempTale Ultra 64K; TempTale Ultra Humidity	TempTale Ultra BIO	TempTale 4 BIO	TempTale4 USB Dry Ice; TempTale4 Dry Ice Probeless; TempTale 4 Dry Ice Probe; TempTale Ultra Dry Ice Probeless	TempTale Ultra Dry Ice Probe
1	2	3	4	5	6	7
Диапазон измерений температуры, °C	от -30 до +70					
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C в диапазоне св. -18 °C до +50 °C включ. в диапазонах от -30 °C до -18 °C включ. и св. +50 °C до +70 °C	±0,55 ±1,1	–	–	–	–	–
в диапазоне св. -10 °C до +45 °C включ. в диапазонах от -30 °C до -10 °C включ. и св. +45 °C до +70 °C	–	±0,5 ±1,0	–	–	–	–
в диапазоне св. -10 °C до +25 °C включ. в диапазонах св -18 °C до -10 °C включ. и св. +25 °C до +50 °C	–	–	±0,22 ±0,5 ±1,0	–	–	–
в диапазонах от -30 °C до -18 °C включ. и св. +50 °C до +70 °C	–	–	–	–	–	–
в диапазоне св. -10 °C до +30 °C включ. в диапазонах от -30 °C до -10 °C включ. и св. +30 °C до +70 °C	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
в диапазоне св. -1 °С до +10 °С включ.				±0,22		
в диапазонах св. -18 °С до -1 °С включ. и св. +10 °С до +50 °С	–	–	–	±0,55	–	–
в диапазонах от -30 °С до -18 °С включ. и св. +50 °С до +70 °С				±1,1		
в диапазоне от -80 °С до +30 °С	–	–	–		±1,7	–
в диапазоне от -90 до +30 °С	–	–	–	–	–	±1,5

Таблица 2 – Метрологические характеристики модификаций (исполнений) по каналу измерений температуры: VaxAlert; TempTale Geo LTE; VizComm View LTE; TempTale Geo Eagle Extended; TempTale Geo Eagle; TempTale Geo Eagle 3G; TempComm View; VizComm View Extended; VizComm View 3G; VizComm Prime; VizComm Prime Extended

Исполнения модификации	VaxAlert	TempTale Geo LTE; VizComm View LTE; TempTale Geo Eagle Extended; TempTale Geo Eagle 3G	TempTale Geo Eagle	VizComm View	VizComm View Extended; VizComm View 3G	VizComm Prime; VizComm Prime Extended
Диапазон измерений температуры, °С		от -30 до +55	от -20 до +55	от -20 до +10	от -30 до +10	от -15 до +55
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С в диапазоне св. -5 °С до +25 °С включ. в диапазоне от -30 °С до -5 °С включ. и св. +25 °С до +55 °С	±0,5 ±1,0	–	–	–	–	–
в диапазоне св. -10 °С до +45 °С включ. в диапазонах от -30 °С до -10 °С включ. и св. +45 °С до +55 °С	–	±0,5 ±1,0	–	–	–	–

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
в диапазоне св. -10 °С до +45 °С включ.						
в диапазонах от -20 °С до -10 °С включ.	–	–	±0,5	–	–	–
и св. +45 °С до +55 °С			±1,0			
в диапазоне св. -10 °С до +10 °С	–	–	–	±0,5 ±1,0	–	–
в диапазоне от -20 °С до -10 °С включ.						
в диапазоне св. -10 °С до +10 °С включ.;	–	–	–	–	±0,5 ±1,0	–
в диапазоне от -30 °С до -10 °С включ.						
в диапазоне св. -10 °С до +45 °С включ.;	–	–	–	–	–	±0,5 ±1,0
в диапазонах от -15 °С до -10 °С включ.						
и св. +45°С до +55 °С						

Таблица 3 – Метрологические характеристики модификаций (исполнений) по каналу относительной влажности: TempTale Ultra Humidity, TempTale 4 Humidity, TempTale Geo LTE; VizComm View LTE

Исполнения модификации	TempTale Ultra Humidity	TempTale 4 Humidity	TempTale Geo LTE; VizComm View LTE
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 10 до 100		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности, %			
в диапазоне от 10 % до 90 % включ.;	–	±4,0 ±5,0	±3,0 ±4,0
в диапазоне св. 90 % до 100 %			
в диапазоне св. 10 % до 90 % включ.;	±3,0	–	–
в диапазоне от 0 % до 10 % и св. 90 % до 100 %	±4,0		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Модификации	TempTale	TempTale RF	VaxAlert	TempTale Geo LTE; VizComm View LTE	TempTale Geo Eagle Extended; TempTale Geo Eagle 3G; VizComm View; VizComm View 3G Extended;	VizComm Prime; VizComm Prime Extended
1	2	3	4	5	6	7
Наименьший разряд цифрового кода отсчетного устройства в режиме измерений	0,1					
Напряжение питания постоянным током ¹⁾ , В	от 3,0 до 7,2					
Напряжение питания постоянным током, В	-	12	-			
Регистратор TempTale RF: ретранслятор, шлюз, TempTale SBRF через адаптер	108×58×32	-	101×58×20	121×115×25	101×65×31	149×170×25
Габаритные размеры, мм, не более	108×58×32	-	101×58×20	121×115×25	101×65×31	149×170×25
Габаритные размеры модификации TempTale RF, мм, не более	-	108×58×22 153×140×51 153×140×51	-			
ретранслятор TempTale SBRF шлюз SBRF	-	108×58×22 153×140×51 153×140×51	-			
Масса, г, не более	122	86	71	660		

Знак утверждения типа наносится
типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность регистратора

Наименование	Обозначение	Количество
Регистратор температуры и относительной влажности беспроводной Sensitech	TempTale, TempTale RF, VaxAlert, TempTale Geo, VizComm	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ 001-40646226-2020; РЭ 002-40646226-2018; РЭ 003-40646226-2018; РЭ 004-40646226-2020; РЭ 005-40646226-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах РЭ 001-40646226-2020; РЭ002-40646226-2018; РЭ 003-40646226-2018; РЭ 004-40646226-2020, РЭ 005-40646226-2020 в разделе 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.547– 2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов

Стандарт предприятия

Изготовитель

Корпорация «SENSITECH Inc.», США
Адрес: 800 Cummings Center,
Beverly MA 01915
United States of America
Телефон: +1-978-927-7033
Web-сайт: www.sensitech.com
E-mail: Support@sensitech.com

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 78102-20

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергоснабжения ООО «Битривер Рус»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергоснабжения ООО «Битривер Рус» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую 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 напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя прототип, с развернутыми серверами сбора и баз данных (БД), устройство синхронизации времени УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ) и/или автоматизированные рабочие места коммерческого учета (АРМ КУ).

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

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования внутренних импульсов, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временным интервалом времени в шкале UTC (SU). Перемножение результатов измерений на коэффициенты трансформации ТТ и ТН для ИК с 11 по 19 выполняется в счетчиках.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
 - хранение результатов измерений в базе данных;
 - передачу результатов измерений в ИВК.
 - синхронизацию (коррекцию) времени в УСПД и коррекцию времени в счетчиках;
- ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:
- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
 - автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
 - хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
 - автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
 - перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН для ИК с 1 по 10;
 - формирование отчетных документов;
 - ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
 - конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
 - сбор и хранение журналов событий счетчиков;
 - ведение журнала событий ИВК;
 - синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии и УСПД;
 - аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
 - самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством линии интерфейса RS-485 для передачи данных от счетчиков в УСПД;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet и/или глобальной сети Internet для передачи данных из УСПД в сервер сбора данных;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ (АРМ КУ);
- посредством глобальной сети Internet для передачи данных от сервера БД во внешние системы и удаленные АРМ (АРМ КУ).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера БД, УСПД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. №64242-16). Синхронизация часов сервера БД с УСВ-3 происходит в постоянном режиме. Далее сервер БД синхронизирует УСПД при его опросе не реже 1 раза в 30 минут. УСПД при каждом опросе счетчиков определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает ± 2 с (параметр настраиваемый), то УСПД формирует команду для синхронизации счетчика. Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Пломбированию подлежат крышки испытательных коробок счетчиков, контактных колодок вторичных цепей ТТ и ТН.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на формуляр. АИИС КУЭ имеет заводской № 1.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение «Энергосфера».

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) приведен в таблице 2. Основные метрологические и технические характеристики ИК приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 1Ш яч. 4	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	RTU-325L Рег № 37288-08
2	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 1Ш яч. 6	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
3	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 2Ш яч. 11	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
4	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 2Ш яч. 12	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
5	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 2Ш яч. 16	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
6	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 3Ш яч. 19	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
7	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 3Ш яч. 21	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 4Ш яч. 27	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
9	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 4Ш яч. 29	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
10	КРУ-10кВ электрокотельная Энергетик сек. 4Ш яч. 32	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 Рег. №58720-14	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. №59814-15	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
11	РУ 6кВ п/ст №6, секция 1 6 кВ, яч. 1	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	RTU-325L Per № 37288-08
12	РУ 6кВ п/ст №6, секция 2 6 кВ, яч. 32	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	
13	РУ 6кВ п/ст №6, секция 3 6 кВ, яч. 43	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	
14	РУ 6кВ п/ст №6, секция 4 6 кВ, яч. 46	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	
15	РУ 6кВ п/ст №6, секция 5 6 кВ, яч. 59	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	РУ 6кВ п/ст №6, секция 6 6 кВ, яч. 63	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	RTU-325L Рег. № 37288-08
17	РУ 6кВ п/ст №6, секция 7 6 кВ, яч. 74	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	
18	РУ 6кВ п/ст №6, секция 8 6 кВ, яч. 80	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	
19	РУ 6кВ п/ст №6, секция 8 6 кВ, яч. 85	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. №47958-16	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RLQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-20	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

№ ИК	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
1 - 19	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

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

Пределы допускаемой погрешности COEB ± 5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

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

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

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

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

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН, счетчиков и УСПД - для сервера	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра 19-005-425210 .ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергоснабжения ООО «Битривер Рус». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, обозначение	Кол., шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	30
Трансформаторы тока	ТПОЛ, мод. ТПОЛ-10-3 УЗ	27
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	5

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчики	A1805RLQ-P4GB-DW-4	19
УСПД	RTU-325L	2
Устройство синхронизации времени	UCB-3	1
ИБК	DEPO Storm 1360Q1 на базе платформы Supermicro X10SLL-F	1
АИИС КУЭ ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергоснабжения ООО «Битривер Рус». Формуляр	19-005-425210.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергоснабжения ООО «Битривер Рус». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергоснабжения ООО «Битривер Рус»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомпания «Фарадей»
(ООО «Энергокомпания «Фарадей»)

ИНН 9717085533

Адрес: 129626, г. Москва, ул. Мытищинская 3-я, д. 3, эт. 10, пом. 1, ком. 8

Тел/факс +7 (495) 150-28-56

Email: info@faraday-energy.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 72178-18

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения АО «ТМК НГС-Нижевартовск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения АО «ТМК НГС-Нижевартовск» (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 (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) АО «Синэрго» для электроснабжения АО «ТМК НГС-Нижевартовск», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), и программное обеспечение (далее-ПО) ПК «Энергосфера».

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

В состав ИВК входит блок коррекции времени ЭНКС-2 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15).

Передача информации, в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» возможна в двух вариантах:

1. От сервера, на уровне ИВК с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ);
2. От АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК».

Информация передается в филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети internet в виде XML-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕАС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

Измерительные каналы (далее – 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 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 TCP/IP.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит блок коррекции времени ЭНКС-2, время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем ЭНКС-2 осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется один раз в 24 ч при расхождении времени ЭНКС-2 с показаниями часов сервера более, чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит 1 раз в 30 минут; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 2 с.

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

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

Заводской номер указывается в формуляре. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 6.5, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии 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

№ ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав ИК			ИВКЭ
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1.1	ПС 35/6 кВ «Бинт», КРУН-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 3	ТЛМ-10-2 У3 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
1.2	ПС 35/6 кВ «Бинт», КРУН-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 4	ТЛМ-10-2 У3 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.3	ПС 35/6 кВ «Бинт», КРУН-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 7	ТЛМ-10-2 У3 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.4	ПС 35/6 кВ «Бинт», КРУН-6 кВ, 2С-6 кВ, яч. 14	ТЛМ-10-2 У3 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
1.5	ПС 35/6 кВ «Бинт», КРУН-6 кВ, 2С-6 кВ, яч. 18	ТЛМ-10-2 У3 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
1.6	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 7	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.7	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 9	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
1.8	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 17	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.9	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 21	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.10	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 19	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.11	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 29	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.12	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 2С-6 кВ, яч. 28	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.13	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 2С-6 кВ, яч. 20	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.14	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 2С-6 кВ, яч. 16	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.15	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 2С-6 кВ, яч. 10	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	
1.16	ПС 35/6 кВ «Бинт», ЗРУ-6 кВ, 2С-6 кВ, яч. 8	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-6 У2 КТ 0,2 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51198-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-17	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1.1, 1.2, 1.3	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,6
1.4, 1.5	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,3
1.6, 1.7, 1.8, 1.9, 1.10, 1.11, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, 1.16	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,3	4,5
Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. Погрешность в рабочих условиях для ИК 1-5 указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 I_{ном}$, для ИК 6-16 указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,01 I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №1.1 – 1.16 от минус 5 до + 20 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	16
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 электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -5 до +20 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:	
для электросчетчика «СЭТ-4ТМ.03М»	220000
для электросчетчика «СЭТ-4ТМ.03М.01»	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике;

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения АО «ТМК НГС-Нижевартовск» 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 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2 У3	10
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11	33
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-6 У2	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер сбора данных	HP DL 360 G7	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера	1
Паспорт формуляр	АИИС.2.1.0517.002 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения АО «ТМК НГС-Нижевартовск», аттестованной ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения АО «ТМК НГС-Нижевартовск»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»
(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)
ИНН 6672185635
Адрес: 620075, г.Екатеринбург, ул. Белинского, Красноармейская, 9/26
Телефон: +7 (343) 310-70-80
Факс: +7 (343) 310-32-18
E-mail: office@arstm.ru
Web-сайт: <http://www.eg-arstem.ru/>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 119119, г. Москва, Ленинский проспект, д.42, корп. 6, этаж 2, пом. II, III,
комн. №12, №1
Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамотормая, д. 50, стр.2, пом. XIV,
комн.№11
Телефон: +7 (985) 992-27-81
E-mail: info.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429
от 30.01.2018

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а
Телефон: +7 (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.ru
Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779
от 10.08.2016

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 72050-18

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ - 5) филиала «Невский» ПАО «ТГК - 1» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) - технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее - ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее - ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее - сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее - ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал (далее - ИК)). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

- настройка параметров ИВК;
- сбор данных из памяти счетчиков в БД;
- хранение данных в БД;
- формирование справочных и отчетных документов;
- передача информации смежным субъектам электроэнергетики - участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в ПАК КО;
- настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени устройства синхронизации частоты и времени Метроном-1000 (далее - УСВ). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с УСВ при расхождении более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр).

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 106.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1 или ПО ПК «Энергосфера», в состав которых входят модули, указанные в таблице 1.2.

ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационное наименование ПК «Энергосфера»	pro_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПК «Энергосфера»	1.1.1.1
Цифровой идентификатор pro_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

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

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

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Г-1 ЭБ-1	ТТЭО Кл. т. 0,2S Ктт 12000/1 Рег. № 63877-16	UGE 17.5 Кл. т. 0,2 Ктн 15750/√3/100√3 Рег. № 25475-11	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном-1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,9	±1,1
5	ПС 330 кВ Октябрьская, ЗРУ-2 110 кВ, КЛ-110 кВ Октябрьская - Олтон Плюс № 2 (К-168)	GSK Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25567-03	TVBs-123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100√3 Рег. № 51060-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная	±1,4	±2,0
						активная	±1,5	±1,6
						реактивная	±2,4	±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 330 кВ Октябрьская, ЗРУ-1 110 кВ, КЛ-110 кВ Октябрьская - Олгон Плюс № 1 (К-167)	GSK Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25567-03	TVBs-123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 51060-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная реактивная	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$	$\pm 1,6$ $\pm 2,8$
7	ЗРУ-2 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Восточная с отпайкой на ПП Правобережный (ВЛ 110 кВ Янинская-10 (Л.Я-10))	GSK Кл. т. 0,2S Ктт 1200/5 Рег. № 25567-08	CPB 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 1,4$	$\pm 1,1$ $\pm 2,1$
8	ЗРУ-2 110 кВ, КВЛ 110 кВ Октябрьская Коллонтай с отпайкой на ПС Оккервильская (КВЛ 110 кВ Янинская-3 (Л.Я-3))	ТСО Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 30357-05	CPB 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$	$\pm 1,6$ $\pm 2,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ЗРУ-2 110 кВ, КВЛ 110 кВ Октябрьская - Восточная с отпайками (КВЛ 110 кВ Янинская-4 (Л.Я-4))	ТСО Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 30357-05	CPB 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная реактивная	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$	$\pm 1,6$ $\pm 2,8$
10	ЗРУ-1 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Водогрейная котельная с отпайкой на ПС Новосаратовка (ВЛ 110 кВ Октябрьская-11 (Л.О-11))	ТСО Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 30357-05	CPB 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$	$\pm 1,6$ $\pm 2,8$
11	ЗРУ-1 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Красный Октябрь II цепь (Л.Я-12)	ТСО Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 30357-05	CPB 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$	$\pm 1,6$ $\pm 2,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ЗРУ-1 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Красный Октябрь с отпайкой на ПС Водогрейная котельная (ВЛ 110 кВ Янинская-11 (Л.Я-11))	ТСО Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 30357-05	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465- 14	активная	±1,5	±1,6
						реактивная	±2,4	±2,8
14	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 19	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
15	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 17	ТЛП-10-3 Кл. т. 0,5S Ктт 750/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3
16	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 302	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
17	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 201	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 25	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465- 14	активная	±1,9	±2,3
19	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 1	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
20	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 7	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3
21	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 16	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
22	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 301	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3
23	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 8	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 9	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,9	±2,3
25	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 10	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3
26	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 18	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
27	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 202	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3
28	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 20	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
29	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 26	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 4	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,9	±2,3
31	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 5	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3
32	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 6	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
33	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 11	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3
34	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 12	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
35	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 15	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	ПС 110 кВ Водогрейная котельная (ПС 350), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	А1805RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,8	±2,2
37	ПС 110 кВ Водогрейная котельная (ПС 350), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 36382-07	-	А1805RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,7	±4,2
38	ПС 110 кВ Водогрейная котельная (ПС 350), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-3	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 36382-07	-	А1805RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
39	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 23	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,7	±4,2
						активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 24	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,9	±2,3
41	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 101	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		реактивная	±2,9	±4,3
42	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 102	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,9	±2,3
101	Генератор 21МКА01	JKQ 870C Кл. т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл. т. 0,2 Ктн 15750/√3/100√3 Рег. № 51392-12	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	реактивная	±1,4	±2,1
102	Генератор 22МКА01	JKQ 870C Кл. т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл. т. 0,2 Ктн 15750/√3/100√3 Рег. № 51392-12	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,9	±1,1
103	Генератор 23МКА01	JKQ 870C Кл. т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл. т. 0,2 Ктн 15750/√3/100√3 Рег. № 51392-12	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		реактивная	±1,4	±2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
104	КРУЭ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Восточная - Октябрьская I цепь (Л-419)	JK ELK CN3 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 41960-09	CPA 362 Кл. т. 0,2 Ктн 330000/√3/100√3 Рег. № 51391-12 STE 1/420 К Кл. т. 0,2 Ктн 330000/√3/100√3 Рег. № 33111-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,1
105	КРУЭ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Восточная - Октябрьская II цепь (Л-420)	JK ELK CN3 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 41960-09	CPB 362 Кл. т. 0,2 Ктн 330000/√3/100√3 Рег. № 47844-11 STE 1/420 К Кл. т. 0,2 Ктн 330000/√3/100√3 Рег. № 33111-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с						±5		

Продолжение таблицы 2

Примечания	
1	Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2	В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3	Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I = 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 от + 10 до + 30, для ИК №№ 5 - 12, 14 - 42, 101 - 105 от + 5 до + 30 °С.
4	Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
5	Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов.
6	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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	43
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: ИК 1 ИК 5 - 12, 14 - 42, 101 - 105 - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от +10 до +30 от +5 до +30 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	 120000 2 80000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 10 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- ИВК - коэффициент готовности не менее $K_g = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

- $K_g \text{ АИИС} = 0,99$ - коэффициент готовности;
- $T_0 \text{ ИК(АИИС)} = 1141$ ч. - среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- резервирование электропитания оборудования системы;
- резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

журнал событий ИВК:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- пароля на доступ к счетчику;
- ролей пользователей в ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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 титульные листы эксплуатационной документации на 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	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТТЭО	1
Трансформатор тока	GSK	9
Трансформатор тока	ТСО	15
Трансформатор тока	ТЛО-10	75
Трансформатор тока	ТЛП-10-3	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М	9
Трансформатор тока	JKQ 870C	9
Трансформатор тока	JK ELK CN3	6
Трансформатор напряжения	UGE 17.5	3
Трансформатор напряжения	TVBs-123	6
Трансформатор напряжения	CPB 123	18
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	9
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	9
Трансформатор напряжения	CPA 362	3
Трансформатор напряжения	STE 1/420 K	6
Трансформатор напряжения	CPB 362	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQP4GB-DW-4	14
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RALQP4GB-DW-4	29
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном-1000	2
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ПЭ-330.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) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр. Б.Сампсониевский, д.87, литер А

Адрес: 196128, г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.11 литер А

Телефон: +7 (812) 368-02-70, +7 (812) 368-02-71

Факс: +7 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: +7 (812) 244-62-28, +7 (812) 244-12-75

Факс: +7 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 47667-11

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново»)

Назначение средства измерений

Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново») (далее - комплекс) предназначен для измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Комплекс реализует две схемы измерений нефти, основную и резервную. Принцип действия основной схемы основан на прямом методе динамических измерений. Принцип действия резервной схемы заключается в использовании косвенного метода статических измерений и косвенного метода измерений, основанного на гидростатическом принципе.

Измерение массы брутто нефти по основной схеме проводится с помощью блока измерительных линий (БИЛ), состоящего из одной рабочей и одной контрольной измерительной линии (ИЛ). Каждая ИЛ оснащена расходомером массовым (далее – РМ). Выходные сигналы РМ автоматически поступают в систему сбора и обработки информации (далее – СОИ), значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей, массовой доли воды вводятся с клавиатуры в СОИ, которая вычисляет массу нетто нефти по реализованному в ней алгоритму, в соответствии с методикой измерений.

Измерение массы брутто нефти по резервной схеме проводится в резервуарах стальных горизонтальных вместимостью 50 м³ (2 шт.).

При косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, выходные сигналы измерительных преобразователей – датчиков гидростатического давления, уровнемеров радарных, термопреобразователей сопротивления поступают в СОИ автоматически. СОИ производит расчет объема нефти в резервуаре на измеряемом уровне, с учетом градуировочной таблицы резервуара и гидростатического давления столба нефти в резервуаре, затем производит расчет массы брутто нефти. Значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей, массовой доли воды вводятся с клавиатуры в СОИ, которая вычисляет массу нетто нефти по реализованному в ней алгоритму, в соответствии с методикой измерений.

При косвенном методе статических измерений уровень нефти в резервуаре измеряют с использованием рулетки или метроштока, плотность нефти измеряют плотномером, а температуру термометром или плотномером. Расчет объема нефти в резервуаре на измеряемом уровне проводят вручную с учетом градуировочной таблицы резервуара, затем производят расчет массы брутто нефти. Массу нетто нефти вычисляют вручную в соответствии с методикой измерений, используя значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей и массовой доли воды.

СОИ включает в себя:

- программируемый логический контролер, установленный в шкафу автоматики;
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ оператора).

Часть измерительных компонентов комплекса образуют измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

Комплекс выполняет следующие функции:

- автоматизированное и неавтоматизированное измерение массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение и контроль температуры, давления и уровня нефти в резервуарах;
- контроль метрологических характеристик рабочего РМ по контрольному РМ.

В состав комплекса входят следующие средства измерений:

- расходомеры кориолисовые массовые OPTIMASS 7300 T 80, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 34183-07 (далее – регистрационный №);
- уровнемеры радарные OPTIWAVE 7300 C, регистрационный № 29508-05;
- термопреобразователи сопротивления TCM 9418, регистрационные №№ 15196-96 и 15196-06;
- датчики давления Метран-150TG, регистрационные №№ 32854-08 и 32854-13;
- преобразователи давления измерительные АИР-20Ех/М2-ДГ, регистрационные №№ 30402-05 и 46375-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91;
- преобразователь температуры Метран-286-Ех, регистрационный № 23410-13;
- резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50, регистрационный № 77316-20;
- контроллер программируемый логический Modicon M340, регистрационный № 38403-08;
- метрошток МШС-4,5 (составной), регистрационный № 20265-08;
- рулетка измерительная металлическая Р10УЗГ, регистрационный №51171-12;
- плотномер портативный DM-230.1А, регистрационный №51123-12.

Допускается применять другие средства измерений и оборудование, допущенные к применению в установленном порядке, с аналогичными или лучшими метрологическими и техническими характеристиками.

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

Заводской номер комплекса, состоящий из двух арабских цифр (№01), вносится в эксплуатационную документацию.

Нанесение знака поверки на комплекс не предусмотрено.

Программное обеспечение

На АРМ оператора установлено системное (операционная система – Windows XP, пакет офисных приложений) и прикладное программное обеспечение (ПО) «ПромИС».

Структурная схема ПО «ПромИС» представлена на рисунке 1.

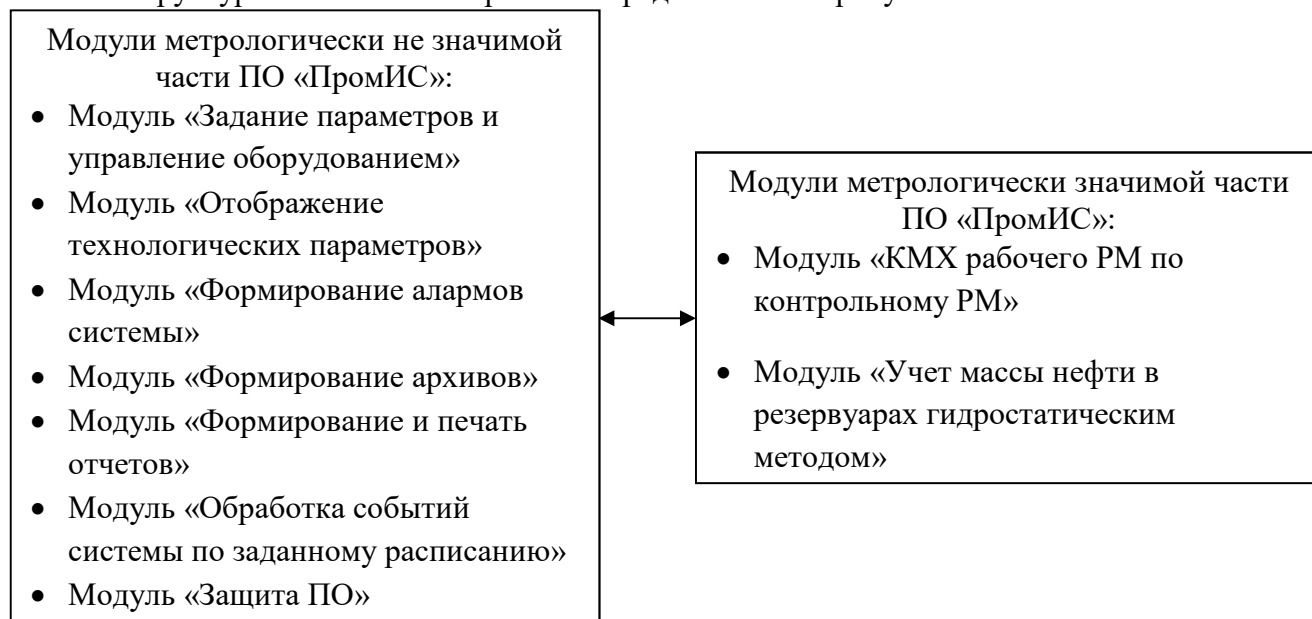


Рисунок 1 – Структурная схема ПО «ПромИС»

ПО «ПромИС» обеспечивает:

- прием и отображение измерительной и технологической информации;
- отображение граничных значений диапазонов измеряемых величин;
- автоматическое построение, отображение и печать графиков изменения измеряемых физических величин (трендов);
- световую и звуковую сигнализацию при нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях;
- регистрацию аварийных ситуаций и нарушений технологического режима в журнале событий;
- автоматизированное управление и технологический контроль за работой средств измерений и исполнительных механизмов;
- дистанционное управление по командам оператора электроприводами запорной и регулирующей арматуры;
- вычисление учетных параметров нефти за отчетный период (массы брутто нефти, средневзвешенных значений температуры, давления);
- вычисление массы балласта на основе введенных вручную данных из паспорта качества нефти (массовых долей воды и механических примесей, массовой концентрации хлористых солей);
- вычисление массы нетто нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- архивирование данных;
- отображение мнемосхем технологического оборудования;
- защиту от несанкционированного доступа.

Относительное отличие тестовых результатов вычислений ПО «ПромИС» от опорных при выполнении функций «Контроль метрологических характеристик» и «Вычисление массы нефти косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе» не превышает 0,015 %.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПромИС
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	Для модуля «КМХ рабочего РМ по контрольному РМ» (файл siknkmhax.ocx) 2abfaf9b50cbeefb200e3ef089fd5dac Для модуля «Учет массы нефти в резервуарах гидростатическим методом» (m_calcMass.ci) 49d305f22bda565860a2daaa81463d38
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические характеристики комплекса нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений массы брутто нефти: - при прямом методе динамических измерений - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 200 т вкл.	$\pm 0,25 \%$ $\pm 0,65 \%$
Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений массы нетто нефти: - при прямом методе динамических измерений - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 200 т вкл.	$\pm 0,35 \%$ $\pm 0,75 \%$

Таблица 3 - Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК массового расхода нефти	2	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS 7300 T 80	Контроллер программируемый логический Modicon M340	от 30 до 97 т/ч	$\pm 0,25 \%$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Номинальный объем резервуаров, м ³	50
Диапазон изменений расхода нефти через комплекс, т/ч	от 30 до 97
Диапазон изменений давления нефти, МПа	от 0,34 до 6,0
Диапазон изменений температуры нефти, °С	от +5 до +30
Диапазон изменений вязкости нефти кинематической, сСт	от 5 до 15
Диапазон изменений плотности нефти, кг/м ³	от 830 до 890
Массовая доля воды не более, %	1,0
Массовая доля механических примесей не более, %	0,05
Массовая концентрация хлористых солей не более, мг/дм ³	900
Режим работы комплекса	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение питающей сети, В а) измерительных цепей б) силовых цепей - частота питающей сети, Гц	от 198 до 242 от 342 до 418 от 49 до 51
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С а) на площадке резервуаров б) в помещении операторной	от -40 до +50 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ комплекса, ч	12435

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации комплекса печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново») (заводской номер 01)	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ФР.1.29.2021.41669 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений комплексом измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново»)).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Региональный деловой центр Томской области»
(ОАО «РДЦ ТО»)

ИНН 7017201406

Адрес: Россия, 634021, Томская область, г. Томск, ул. Герцена, 63

Испытательный центр

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

Адрес: Россия, 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, 17-а

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ 30113-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 72525-18

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, 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 сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация передается на АРМ по каналу связи Ethernet.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиалы АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом SMTP сети Internet 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется непрерывно. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не чаще 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 011, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ПС 110 кВ Выселки, 2БКРП-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-16	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		HPE ProLiant DL20 Gen9 УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,3	3,3
2	ПС 110 кВ Выселки, 2БКРП-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-18	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Реактивная	2,5	5,6
3	ПС 110 кВ Выселки, 2БКРП-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-17	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,3
4	ПС 110 кВ Выселки, 2БКРП-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-15	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Реактивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Высел- ки, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-14	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Pro- Liant DL20 Gen9	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
6	ПС 110 кВ Высел- ки, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
7	ПС 110 кВ Высел- ки, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
8	ПС 110 кВ Высел- ки, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВЦ-7	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Pro- Liant DL20 Gen9	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
9	ВЛ-6 кВ ВЦ-5, Оп. № 1-1/4-4, ПКУ-6 кВ ВЦ-5	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51677-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
10	ТП-ВЦ-11-149П 6 кВ, РУ-6 кВ, ввод КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

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 для ИК №№ 1-4 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	16
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения 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 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 36697-17): 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	 220000 2 165000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02 и ПСЧ-4ТМ.05: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	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 с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки 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.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	12
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	4
Трансформаторы тока с номинальными первичными токами 1000 А, 1200 А, 1500 А	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	15
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НОЛП-НТЗ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	1
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HPE ProLiant DL20 Gen9	1
Формуляр	ЭНПР.411711.011-1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»)

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

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

Изготовитель

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

ИНН 5024145974

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июля 2022 г. № 1749

Регистрационный № 71814-18

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак (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:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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 2-4.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), встроенное в УСПД.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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

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

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

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

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

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД оснащено собственным резервным устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и источником времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 031.

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				УСПД	УССВ ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии			
1	2	3	4	5	6	7	
9	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Ермак	СТІG кл.т. 0,2S К _{тг} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{тн} =220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
15	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное І цепь	СТІG кл.т. 0,2S К _{тг} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{тн} =110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
16	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное ІІ цепь	СТІG кл.т. 0,2S К _{тг} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{тн} =110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
23	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{тг} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12	
24	КЛ 10 кВ Резерв яч.11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{тг} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			
25	КЛ 10 кВ Резерв яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{тг} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
35	1В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
36	1В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
37	2В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
38	2В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
40	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская I цепь	СТГ кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская II цепь	CTIG кл. т. 0,2S К _{ТН} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
42	КВЛ 110 кВ Ермак-ГТЭС	CTIG кл. т. 0,2S К _{ТН} = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
43	КВЛ 110 кВ Ермак - 3ГТЭС	CTIG кл. т. 0,2S К _{ТН} = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
44	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява I цепь	CTIG кл.т. 0,2S К _{ТН} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
45	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява II цепь	CTIG кл.т. 0,2S К _{ТН} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
46	КВЛ 220 кВ Ермак- Исконная (на схеме Резерв яч. №9)	CTIG кл.т. 0,2S К _{ТН} = 750/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденные 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	2	3	4	5	6
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,1	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,7	0,7
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	3,1	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,6	3,2	2,3	2,3
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	3,0	1,6	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,9	1,9	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,3	0,9	0,9
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,0	2,2	1,6	1,6
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	2,1	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
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			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,3	1,3
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,5	1,8	1,7	1,7
	0,8	3,4	2,3	2,3	2,3
	0,5	5,8	3,5	2,8	2,8
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,3	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,6	3,3	2,5	2,5
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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,5	2,1	1,8	1,8
	0,5	2,1	1,9	1,6	1,6
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,7	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,3	3,8	3,5	3,5
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	5,6	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,3	3,7	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
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: - 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 -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на 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 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	СТІG	30
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор тока	ТТН-Ш	12
Трансформатор напряжения	SVR-20	3
Трансформатор напряжения	SVTR-10C	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	18
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Формуляр	П2200917-У.592-2012/ФСК/УСП/ПИР-03.042-АКУ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак» аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 40, 41», аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 42, 43», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017 г. и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов №№ 44-46», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Велес»

(ООО «Велес»)

ИНН 6671394192

Адрес: 620146, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 37 - 69

Телефон: +7 (902) 274-90-85

E-mail: veles-ek209@mail.ru

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГБУ «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.312429 от 30.01.2018.