

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 66412-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти. Выходные сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из узла фильтров, узла измерительных линий, узла измерений показателей качества нефти, системы сбора, обработки информации и управления, узла подключения передвижной поверочной установки и системы дренажа нефти.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 300 (далее – СРМ)	45115-10
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-15
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее – ИВК)	19240-11
Ротаметр Н250	48092-11

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, объемной доли воды в нефти;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной лаборатории или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

- автоматические измерения объемной доли воды в нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением передвижной поверочной установки;

- контроль метрологических характеристик рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве контрольного;

- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;

- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную на блоке СИКН, методом металлографии.



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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

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

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	14C5D41A

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, т/ч (м ³ /ч)	от 18 (23) до 100 (131)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное; 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура воздуха в помещении блочно-модульного здания блока технологического, °С, не ниже	от -43 до +42 +10
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,6 до 2,5
Температура измеряемой среды, °С	от +15 до +45
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 784,9 до 765,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения, заводской № 565/2013	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.16307).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а
Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 66433-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти
ООО «Газпромнефть - Оренбург»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «Газпромнефть - Оренбург» (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти. Выходные сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из узла фильтров, узла измерительных линий, узла измерений показателей качества нефти, системы сбора, обработки информации и управления, узла подключения передвижной поверочной установки и системы дренажа нефти.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 (далее – СРМ)	45115-10
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные EJA	14495-09
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-09
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7845	52638-13

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК)	53852-13
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности по каждой измерительной линии и СИКН в целом;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной лаборатории по каждой измерительной линии и СИКН в целом;
- автоматические измерения плотности нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 14921-2018 «Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб» и ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную внутри блока СИКН, методом металлографии.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

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

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	7A70F3CC

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 30 (35) до 300 (400)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное; 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура воздуха в помещении блочно-модульного здания в комплекте с теплоизолирующим шкафом блока технологического, °С, не ниже - температура воздуха в помещении операторной, °С, не ниже - температура воздуха в помещении электрощитовой, °С, не ниже	от -43 до +42 +10 +21 +5
Потребляемая мощность, кВт, не более	11,99
Габаритные размеры блока технологического, мм, не более: - длина - ширина - высота	6710 12000 4400
Масса, кг, не более	29000
Средний срок службы, лет, не менее	20
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть нестабильная по СТО 51-526 «Нефть нестабильная Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Стандарт организации»
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - рабочее - максимально допустимое	от 1,5 до 5,0 6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +10 до +40
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ : - при температуре 10 °С - при температуре 35 °С	850 750
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	12
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	400
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «Газпромнефть - Оренбург», заводской № 165	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции 0698.01.00.000 ИС. МИ «ГСИ. Масса нестабильной нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2016.24716).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, к. 15
Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а
Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51
Web-site: www.imsholding.ru
E-mail: ims@holding.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 66803-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 248

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 248 (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти. Выходные сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из блока технологического, включающего в себя узел фильтров, узел измерительных линий, узел измерений показателей качества нефти, блока трубопоршневой поверочной установки (БТПУ), блока аппаратного, включающего в себя систему сбора, обработки информации и управления, и системы дренажа нефти

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 (далее – СРМ)	45115-10
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Датчики температуры 644	39539-08

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК)	53852-13
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти по каждой измерительной линии и СИКН в целом;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной лаборатории или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером, по каждой измерительной линии и СИКН в целом;

- автоматические измерения плотности нефти и объемной доли воды в нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением поверочной установки;

- контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве контрольного;

- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;

- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную в блоке СИКН, методом металлографии.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

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

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	7A70F3CC

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч (т/ч)	от 74 (62,53) до 450 (380,25)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное; 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура воздуха в помещении блочно-модульного здания блока технологического, °С, не ниже - температура воздуха в блок боксе БТПУ, °С, не ниже - температура воздуха в помещении блока аппаратурного, °С, не ниже	от -43 до +42 +15 +15 от +18 до +25
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - максимально допустимое - расчетное	4,9 5,5 6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +10 до +40
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ : - при рабочих условиях - при стандартных условиях (температуре 20 °С и избыточном давлении 0 МПа)	от 845 до 860 от 830 до 850
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	7,55
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 248, заводской № 169	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции 0727.01.00.000 ИС. МИ «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти на Царичанском месторождении ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.21108).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а
Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51
Web-site: www.imsholding.ru
E-mail: ims@holding.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 69297-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Старт (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.010.11. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ. Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			УСПД	УССВ ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии		
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Старт, ОРУ-220 кВ, 1С, яч. №9, ВЛ-220 кВ Комсомольская – Старт № 1 с отпайкой на ПС ГПП-4	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 52619-13	UTF-245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 86329-22	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС Старт, ОРУ-220 кВ, 2С, яч. №11, ВЛ-220 кВ Комсомольская – Старт № 2 с отпайкой на ПС ГПП-4 (Л-252)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTF-245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 86329-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №1, Ввод 1АТ 110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №3, Ввод 2АТ 110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №2, ВЛ-110 кВ Старт – Кедровая (С-101)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №5, ВЛ-110 кВ Старт – Азимут (С-95)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №6, ВЛ-110 кВ Старт – Солнечная № 2 (С-104)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №8, ВЛ-110 кВ Старт – Солнечная № 1 с отпайкой на ПС Ручей (С-103)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №9, ВЛ-110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 № 2 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-116)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №11, ВЛ-110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 № 1 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-115)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №12, ВЛ-110 кВ Т – Старт с отпайками (С-97)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №13, ВЛ-110 кВ НПЗ – Старт с отпайкой на ПС КСК (С-102)	ТВГ-110 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 79881-20	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ПС Старт, ОРУ-110 кВ, 1СШ, 2СШ, яч. №7, ОМВ-110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	UTD-123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 84934-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ПС Старт, ЗРУ-10 кВ, 1С, яч. №9	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
15	ПС Старт, ЗРУ-10 кВ, 2С, яч. №12	ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 8913-82	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	ПС Старт, ЗРУ-10 кВ, 1С, яч. №3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	ПС Старт, ЗРУ-10 кВ, 2С, яч. №6	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
18	ПС Старт, ЗРУ-10 кВ, 2С, яч. №8	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
Примечания 1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
16-18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,9	2,1	1,4	1,2	1,2
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,7	3,2	2,0	1,6	1,6
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,87	2,5	2,1	1,7	1,7
	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,7	2,1	1,7	1,5	1,5
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2-4, 9-10, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	3,6	2,1	1,4	1,3
	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,7	2,4	1,5	1,1	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
5-8, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	6,2	3,6	2,4	2,3
	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,7	3,6	2,2	1,5	1,5
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	6,4	3,3	2,3
	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,7	-	3,5	1,9	1,5
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
14-15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	6,5	3,6	2,7
	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,7	-	3,6	2,1	1,6
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
16-18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	6,3	3,8	2,7	2,7
	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,7	3,7	2,3	1,7	1,6
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
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).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более радиосервер точного времени СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 120000 2 100000 0,5 100000 1 45000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее счетчики электроэнергии Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД RTU-325L: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - сохранность данных при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	125 45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК исп. М3	33
Трансформаторы тока	ТВГ-110	3
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2
Трансформаторы напряжения	UTD-123	6
Трансформаторы напряжения	UTF-245	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	17
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.010.11-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) ПС 220 кВ Старт», аттестованном ООО «Энергостандарт», г. Хабаровск, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314710 от 21.03.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 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

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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

в части вносимых изменений

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

ИНН 2724235650

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

Телефон: +7 (962) 500-81-51

E-mail: estandart27@mail.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 75684-19

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК» (далее - СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на измерении массы нефти прямым методом динамических измерений, при котором массу брутто нефти определяют с применением измерительных и комплексных компонентов: преобразователей массового расхода, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей массового расхода, температуры, давления поступают на соответствующие входы комплексов измерительно-вычислительных «АБАК+» (ИВК), которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКН входят:

- входной и выходной коллекторы;
- блок фильтров;
- блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из одной рабочей и одной контрольно-резервной измерительных линий;
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ);
- система закрытого дренажа;
- системы ручного и автоматического отбора пробы;
- система обработки информации (СОИ).

Основные измерительные компоненты, входящие в состав СИКН приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Тип СИ	Номер в ФИФОЕИ*
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF, модификации CMF300 (далее – ПМР)	13425-01
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
	14061-10
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-01
	15644-06
Влагомер нефти поточный модели LC	16308-02
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-05
	14557-15
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13
Преобразователи измерительные серии К	65857-16
Установка стационарная трубопоршневая поверочная «Прувер С-0,05	26293-04
* - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) измерение массового расхода, массы брутто нефти, избыточного давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти;
- 2) вычисление массы нетто нефти;
- 3) отбор проб нефти по ГОСТ 2517-2012;
- 4) регистрация, индикация и хранение результатов измерений;
- 5) формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- 6) защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

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

Заводской номер СИКН в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен печатным способом на информационную табличку, расположенную в блок-боксе СИКН и в эксплуатационную документацию. Информационная табличка СИКН с заводским номером представлена на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 2.

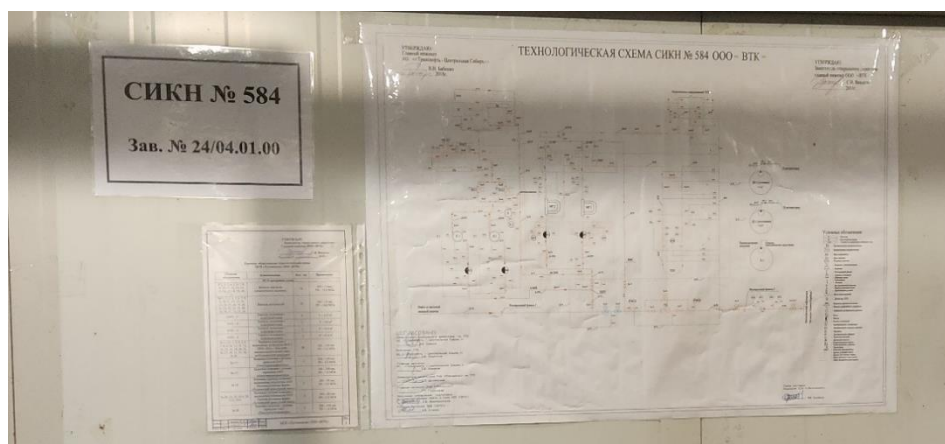


Рисунок 1 – Информационная табличка



Рисунок 2- Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН и состоит из ПО ИВК и ПО генератора отчетов АБАК REPORTER.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем применения систем идентификации пользователя с помощью логина, пароля и пломбировки корпуса ИВК в соответствии с его описанием типа.

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 30 до 80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов (ИК)

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК массового расхода нефти	БИЛ	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	ИВК	от 30 до 80 т/ч	$\delta = \pm 0,25 \%^{1)}$ $\delta = \pm 0,20 \%^{2)}$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 950 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефти с рабочим ПМР в составе.

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефти с контрольным ПМР в составе.

Примечание - В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений, γ – приведенная погрешность измерений

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – избыточное давление нефти, МПа – температура нефти, °С – плотность нефти при температуре +20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа, %	от 0,3 до 3,0 от + 3 до + 30 от 700 до 950 0,5 300 0,05 отсутствует
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Габаритные размеры шкафа СОИ, мм, не более: – длина – ширина – высота	800 400 1900
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, БИК и ТПУ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от + 5 до + 40 от + 15 до + 25 95, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК», зав. № 24/04.01.00	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 584 ПСП «Лугинецкое», (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/29-664-2023, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313939).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Восточная транснациональная компания» (ООО «ВТК»)

ИНН 7017349988

Адрес: 634041, Томская обл., г. Томск, Комсомольский пр-кт, д. 70/1

Испытательный центр

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

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

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

в части вносимых изменений

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

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 77386-20

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики скорости ветра ДВС-01

Назначение средства измерений

Датчики скорости ветра ДВС-01 (далее – датчики ДВС-01) предназначены для автоматических измерений скорости воздушного потока.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков ДВС-01 основан на преобразовании движения воздушного потока во вращение чашечного чувствительного элемента (вертушки) жестко закрепленного на роторе, частота вращения которого пропорциональна скорости воздушного потока.

Конструктивно датчики ДВС-01 представляют собой компактный модуль, состоящий из вертушки, основания и опорного штока. В корпусе основания размещены ротор с четырьмя постоянными магнитами и контактная плата. На внешней стороне корпуса размещен винтовой разъем для подключения кабеля питания и связи.

Работа датчиков ДВС-01 основана на использовании эффекта Холла. При вращении вертушки датчиков ДВС-01 образуется переменное магнитное поле, создаваемое с помощью постоянных магнитов, размещенных на роторе, на котором закреплена вертушка. Скорость вращения ротора прямо пропорциональна скорости воздушного потока. Таким образом, на выходе датчика формируется последовательность импульсов напряжения (меандр) со скважностью равной 2, частота которых прямо пропорциональна скорости воздушного потока. Передача данных от датчиков ДВС-01 осуществляется выходным сигналом в виде меандра, частота следования меандра изменяется от 0 до 72 Гц.

Общий вид датчиков ДВС-01 представлен на рисунке 1. Пломбирование датчиков ДВС-01 от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на датчик ДВС-01 не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из десяти арабских цифр, наносится на кабель датчика ДВС-01 в виде наклейки.

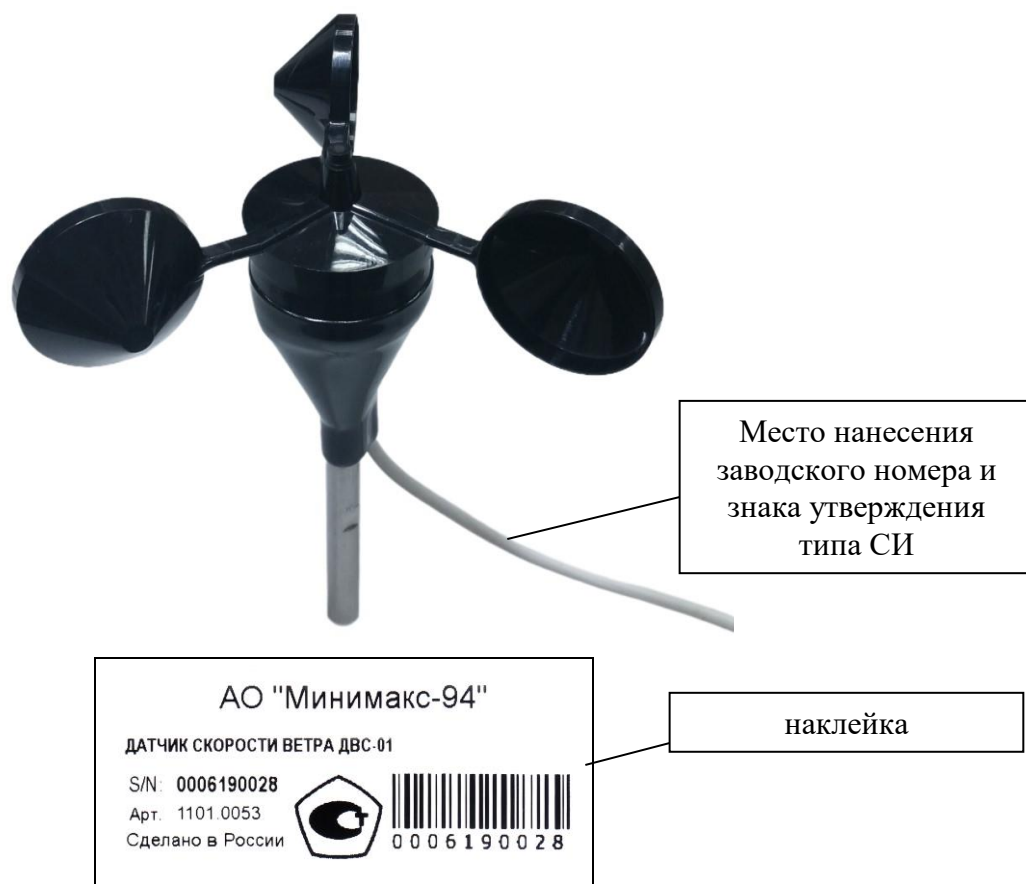


Рисунок 1 – Общий вид датчиков скорости ветра ДВС-01 с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа СИ

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 1,0 до 55
Пределы допускаемой погрешности измерений скорости воздушного потока:	
-абсолютной в диапазоне от 1 до 5 м/с включ., м/с	$\pm 0,5$
-относительной в диапазоне св. 5 до 55 м/с, %	± 10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электрическое питание от источника постоянного тока:	
-напряжение, В	от 5 до 24
Параметры выходного сигнала: последовательность импульсов со скважностью 2, частотой, Гц	от 0 до 72
Потребляемая мощность, В·А, не более	0,5
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000

Продолжение таблицы 2

Средний срок службы, лет	5
Габаритные размеры, мм, не более: -высота; -диаметр	206 190
Масса, кг, не более	0,38
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP65
Условия эксплуатации: -температура воздуха, °С -относительная влажность воздуха, % -атмосферное давление, гПа	от -60 до +60 от 0 до 100 от 500 до 1100

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским методом и на кабель датчика скорости ветра ДВС-01 в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность датчиков скорости ветра ДВС-01

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик скорости ветра ДВС-01	ДВС-01	1 шт.
Руководство по эксплуатации	МРАШ.416137.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	МРАШ.416137.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «инструкция по эксплуатации» МРАШ.416137.001 РЭ «Датчик скорости ветра ДВС-01. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока, утвержденная приказом Росстандарта от 25 ноября 2019 г. № 2815;

МРАШ.416137.001 ТУ «Датчики скорости ветра ДВС-01. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Минимакс-94» (АО «Минимакс-94»)

ИНН 7709047435

Адрес: 105064, г. Москва, Нижний Сусальный пер., д. 5, стр. 18, ком. 12а

Телефон: (495) 640-74-25

Факс: (495) 640-74-26

Web сайт: www.mm94.ru

E-mail: info@mm94.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 77473-20

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПАО «Биосинтез» (АИИС КУЭ Биосинтез)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПАО «Биосинтез» (далее - АИИС КУЭ Биосинтез) предназначена для измерений активной, реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ Биосинтез основан на масштабирующем преобразовании тока и напряжения с последующим измерением и интегрированием по времени активной и реактивной мощности контролируемого присоединения (точки измерений) по каждому измерительно-информационному комплексу (далее - ИИК). Аналоговые сигналы от первичных преобразователей электрической энергии (измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) и напряжения (далее - ТН)) поступают на счетчики электрической энергии. Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерений в счетчиках электрической энергии осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений полной, активной и реактивной мощности в каждой фазе сети.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период сети электрической мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Данные со счетчиков по цифровым интерфейсам при помощи каналобразующей аппаратуры и каналов связи поступают на сервер информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК).

АИИС КУЭ Биосинтез оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из устройства синхронизации системного времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г (далее - УСВ), устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК.

УСВ обеспечивает автоматическую калибровку (подстройку) встроенных часов, формирующих шкалу времени, по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Проверка точности хода встроенных часов производится каждую секунду. УСВ каждый час формирует сигналы проверки времени (далее - СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от УСВ, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени. Корректор времени представляет собой часы, ведущие часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с часов корректора устройства сервисного показания и сравнивает их с показаниями часов сервера ИВК. При расхождении часов сервера и часов корректора устройства сервисного на величину более ± 60 мс, сервер ИВК корректирует свои часы по часам корректора устройства сервисного.

ИВК осуществляет коррекцию часов счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами ИВК производится каждые 30 мин, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами ИВК более чем на ± 2 с.

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

Синхронизация часов в автоматическом режиме всех элементов ИИК и ИВК производится с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной координированной шкале времени UTC (SU) безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более ± 5 с.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

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

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы либо с АРМ энергосбытовой компании.

АИИС КУЭ Биосинтез включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - ИИК включают в себя ТТ, ТН и счетчики электрической энергии многофункциональные (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - ИВК включает в себя сервер, технические средства организации каналов связи, автоматизированное рабочее место и программное обеспечение (далее - ПО).

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ Биосинтез и выполняет законченную функцию синхронизации времени в ИИК и ИВК в автоматическом режиме.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре. Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 0827.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Биосинтез используется программное обеспечение КТС «Энергия+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО приведены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Ядро: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.6
Другие идентификационные данные	kernel6.exe

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «Запись в БД: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Запись в БД: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.6
Другие идентификационные данные	Writer.exe

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Сервер устройств: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер устройств: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.6
Другие идентификационные данные	IcServ.exe

ПО КТС «Энергия+» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 5.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 4,5.

Таблица 4 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ в сторону ТП-15 6 кВ	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1261-02	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Устройство синхронизац ии времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/ GPS УСВ-Г ±0,3 с 61380-15	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ в сторону ТП-9 6 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±0,9	±2,1
						реактивная	±2,0	±3,9
3	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
4	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.15, КЛ 6 кВ в сторону ТП-39 6 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±0,9	±2,1
						реактивная	±2,0	±3,9

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.17, КЛ 6 кВ в сторону ТП-12 6 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Устройство синхрониза ции времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС /GPS УСВ- Г ±0,3 с 61380-15	активная	±0,9	±2,1
						реактивная	±2,0	±3,9
6	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.19, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
7	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.23, КЛ 6 кВ в сторону ТП-7 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
8	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.30, КЛ 6 кВ в сторону РП-3 6 кВ	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
9	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 2 с.ш. 6 кВ, яч.31, КЛ 6 кВ в сторону ТП-18 6 кВ	ТВК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 8913-82	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 4 с.ш. 6 кВ яч.36, КЛ 6 кВ в сторону РП-3 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18 Зав. № 74850	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07 Зав. № 39167339	Устройство синхрониза ции времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС /GPS УСВ- Г ±0,3 с 61380-15	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
11	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 4 с.ш. 6 кВ яч.37, КЛ 6 кВ в сторону ТП-18 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
12	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 4 с.ш. 6 кВ яч.38, КЛ 6 кВ в сторону ТП-9 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
13	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 4 с.ш. 6 кВ яч.41, КЛ 6 кВ в сторону ТП-41 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
14	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 6 с.ш. 6 кВ яч.108, КЛ 6 кВ в сторону ТП-21 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 6 с.ш. 6 кВ яч.116, КЛ 6 кВ в сторону ТП-24	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Устройство синхрониза ции времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС /GPS УСВ- Г ±0,3 с 61380-15	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
16	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 5 с.ш. 6 кВ яч.119, КЛ 6 кВ в сторону ТП-39 6 кВ	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1261-02	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
17	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 6 с.ш. 6 кВ яч.120, КЛ 6 кВ в сторону ТП-6 6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
18	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 7 с.ш. 6 кВ яч.127, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 6 кВ	ТПОЛ10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
19	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 7 с.ш. 6 кВ яч.131, КЛ 6 кВ в сторону ТП-6 6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 8 с.ш. 6 кВ яч.132, КЛ 6 кВ в сторону ТП-40 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Устройство синхрониза ции времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС /GPS УСВ- Г ±0,3 с 61380-15	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
21	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 8 с.ш. 6 кВ яч.134, КЛ 6 кВ в сторону ТП-24 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
22	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 8 с.ш. 6 кВ яч.142, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 6 кВ	ТПОЛ10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	НАЛИ НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 70747-18 Зав. № 74864	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07 Зав. № 39101111		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
23	ПС 110 кВ «Восточная», РУ-6 кВ 9 с.ш. 6 кВ яч.203, КЛ 6 кВ в сторону ТП-43 6 кВ	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
24	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ, ф.4	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 814-53	НОМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ, ф.15	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 814-53	НОМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Устройство синхрониза ции времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС /GPS УСВ- Г ±0,3 с 61380-15	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
26	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, кл 6 кВ ф.10	ТОЛ-СТ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 73872-19	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
27	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, кл 6 кВ ф.25	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 27 от + 10 °С до + 30 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных 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 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	27
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 счетчиков, °C - 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 +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +25
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	 90000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛК-10	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	14
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	10
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ10	4
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТПФМ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СТ-10	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ НТЗ-6	8
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00	23
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-Г	1
Программное обеспечение	КТС «Энергия+»	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	НЕКМ.421451.178 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Биосинтез» (АИИС КУЭ Биосинтез), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»)

ИНН 5838041477

Адрес: 442963, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Ленина, д. 4а

Телефон (факс): (8412) 61-39-82, 61-39-83

Web-сайт: www.energocontrol.ru

E-mail: kontrol@kontrol.e4u.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 78922-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Программное обеспечение

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

Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Но мер ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	Светлинская СЭС, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	TG145N кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 30489-09	НДКМ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 60542-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	VMware УСВ-2 Рег. № 41681-10
2	Светлинская СЭС, ИС-1, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-1	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	Светлинская СЭС, ИС-1, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-1	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	Светлинская СЭС, ИС-2, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-2	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
5	Светлинская СЭС, ИС-2, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-2	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	Светлинская СЭС, ИС-3, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-3	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7	Светлинская СЭС, ИС-3, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-3	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
8	Светлинская СЭС, ИС-4, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-4	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	Светлинская СЭС, ИС-4, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-4	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
10	Светлинская СЭС, ИС-5, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-5	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	Светлинская СЭС, ИС-5, ввод 0,55 кВ Т-2 ИС-5	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	VMware УСВ-2 Рег. № 41681-10
12	Светлинская СЭС, ИС-6, ввод 0,55 кВ Т-1 ИС-6	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 75345-19	ТТV кл.т 0,5 К _{ТН} = (600/√3)/(100/√3) Рег. № 45808-10	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала относительной погрешности ИК (активная энергия)					
		основной погрешности (±δ), %			в рабочих условиях экс- плуатации (±δ), %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 (Счетчики - 0,2S; ТТ - 0,2S; ТН - 0,2)	I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
2 – 12 (Счетчики - 0,2S; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала относительной погрешности ИК (реактивная энергия)					
		основной погрешности (±δ), %		в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %			
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5		
1 (Счетчики - 0,5; ТТ - 0,2S; ТН - 0,2)	I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	1,8	1,5	2,2	1,9		
	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	1,4	0,9	1,9	1,5		
	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	1,0	0,8	1,6	1,4		
	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %	1,0	0,8	1,6	1,4		
2 – 12 (Счетчики - 0,5; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	4,0	2,4	4,2	2,7		
	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	2,5	1,5	2,9	2,0		
	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	1,9	1,2	2,3	1,7		
	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %	1,9	1,2	2,3	1,7		

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с	±5
Примечания: 1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%}$ активной и реактивной электрической энергии для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 мин. 3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности, равной 0,95.	

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	12
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$, не менее частота, Гц температура окружающей среды: в месте расположения ТТ и ТН, °C в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий счетчиков и сервера фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки.

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

счетчика электроэнергии;

сервера.

Возможность коррекции шкалы времени в:

счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	TG145N	3
Трансформаторы тока	TTH	33
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ	3
Трансформаторы напряжения	TTV	33
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	12
Сервер	VMware	1
ПО (комплект)	ПК «Энергосфера»	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	1911СВТ-СЭС-Э-АИИСКУЭ-ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7736653033

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

Телефон: +7 (499) 346-63-01

Web-сайт: www.energomir.pro

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 88350-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Кудряшовское»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени. ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (ССД) и автоматизированные рабочие места (АРМ).

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

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

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

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

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

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также передает информацию на АРМ энергосбытовой организации в виде xml-файлов установленных форматов.

АРМ энергосбытовой организации осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ, а также с другими АИИС КУЭ утвержденного типа осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в формате 80020, 80040, 51070 и др., заверенных, при необходимости, электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством сети сотовой связи GSM для передачи данных от ИИК до уровня ИБК;
- посредством сети Интернет через провайдера (основной канал) и сети сотовой связи GSM (резервный канал) для передачи данных от ИБК во внешние системы;
- посредством сети Интернет через провайдера для передачи данных с сервера баз данных на АРМ.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера и счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-2. УСВ-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со шкалой времени UTC(SU), часов сервера с периодичностью не реже 1 раза в сутки.

При каждом опросе счетчиков, сервер определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 1 наносится в формуляр и на информационную табличку корпуса ССД типографским способом.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Юрьевская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.10	ТЛК10-5,6 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-2, Рег. № 41681-09; ССД ПК «Энергосфера»

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 110 кВ Юрьевская, РУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.20	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-2, Рег. № 41681-09; ССД ПК «Энергосфера»
3	ТП-1с-302 10 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 64182-16	Не используется	Меркурий 234 ART2-03 DPR Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
4	РП-10 кВ Свинокомплекс, РУ-10 кВ, 2 СШ- 10 кВ, яч.12	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
5	РП-10 кВ Свинокомплекс, РУ-10 кВ, 1 СШ- 10 кВ, яч.7	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
6	ПС 110 кВ Животновод, РУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
7	ПС 110 кВ Юрьевская, РУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
8	ПС 110 кВ Юрьевская, РУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.21	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
9	ПС 110 кВ Юрьевская, РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.12	ТОЛ-СВЭЛ- 10М Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 54721-13	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
10	ПС 110 кВ Животновод, РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 110 кВ Юрьевская, РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-2, Рег. № 41681-09; ССД ПК «Энергосфера»
12	СРП-1 10 кВ, РУ- 10 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.8	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 64182-16	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
13	КВЛ-10 кВ Ф.6 от ПС 110 кВ Юрьевская, оп.3, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100: √3 Рег. № 67628-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
14	ТП-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.2	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 64182-16	Не используется	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
15	ВРУ 0,4 кВ СПЖТ, ВВ1	Не используется	Не используется	Меркурий 234 ARTM-01 POBR.R Кл.т. 1/2 Рег. № 75755-19	
16	ВРУ 0,4 кВ СПЖТ, ВВ2	Не используется	Не используется	Меркурий 234 ARTM-01 POBR.R Кл.т. 1/2 Рег. № 75755-19	
17	ТП-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.9	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 64182-16	Не используется	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
18	СРП-1 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.19	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-10 УЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
19	СРП-1 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-10 УЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	СРП-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-10 У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	УСВ-2, Рег. № 41681-09; ССД ПК «Энергосфера»
21	СРП-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-10 У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
22	РП-10 кВ Свинокомплекс, РУ-10 кВ, 1 СШ-10 кВ, яч.9	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового индикатора ПО).
- 4 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} (I_{max})$	
		δ_{Wo}^A %	δ_{Wo}^P %	δ_{Wo}^A %	δ_{Wo}^P %	δ_{Wo}^A %	δ_{Wo}^P %	δ_{Wo}^A %	δ_{Wo}^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 6, 10, 11, 18, 19, 20, 21	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
2, 7, 8	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	0,50	±4,6	±2,3	±2,7	±1,6	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
	0,80	±2,4	±3,8	±1,5	±2,4	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
	0,87	±2,1	±4,7	±1,3	±2,8	±0,8	±1,9	±0,8	±1,9
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,6	-
3, 12, 14	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
4, 5, 9, 13, 22	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	-
15, 16	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₁₍₂₎ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ (I _{max})	
		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	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 6, 10, 11, 18, 19, 20, 21	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
2, 7, 8	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
17	0,50	±4,7	±2,7	±2,7	±2,1	±1,9	±1,7	±1,9	±1,7
	0,80	±2,5	±4,0	±1,6	±2,7	±1,1	±2,1	±1,1	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,4	±3,1	±1,0	±2,3	±1,0	±2,3
	1,00	±1,6	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
3, 12, 14	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
	0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
4, 5, 9, 13, 22	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	-

Продолжение таблицы 4

15, 16	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

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

Примечание:

$I_{1(2)}$ – сила тока 1% при $\cos \varphi = 1$ относительно номинального тока ТТ и сила тока 2% при $\cos \varphi < 1$ 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;

$I_{\max}$ – максимальная сила тока счетчика прямого включения;

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

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – 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	22
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от (2) 5 до 120 от 99 до 101 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от +21 до +25
Условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера ИВК	от (2) 5 до 120 от 90 до 110 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от – 40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики Меркурий 234: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики СЭТ-4ТМ.03: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	 220000 320000 165000 90000 35000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра НЭС.ОСУДОР.0922.1.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Кудряшовское». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	8
Трансформатор тока	ТШП	12
Трансформатор тока	ТЛМ-10	10
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	2
Трансформатор тока	ТЛК10-5,6	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10 УЗ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	4
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.08	1
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	12
Счетчик	Меркурий 234 ARTM-01 POBR.R	2
Счетчик	Меркурий 234 ART2-03 DPR	1
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Сервер ИВК	ССД ПК «Энергосфера»	1
СОЕВ	УСВ-2	1
Формуляр	НЭС.ОСУДОР.0922.1.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 АО «Кудряшовское». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Кудряшовское» (АО «Кудряшовское»)
ИНН 5433142195
Адрес: 630511, Новосибирская обл., с. Криводановка, Садовый пер., д. 2
Телефон +7 (383) 29-000-29
E-mail: info@kydr.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Потенциал»
(ООО «ЭСК «Потенциал»)
ИНН 5406801882
Адрес: 630005, г. Новосибирск, ул. Некрасова, д. 54, каб. 902
Телефон 8-800-201-62-94
E-mail: info@espro.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических
и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» июня 2024 г. № 1361

Регистрационный № 88391-23

Лист № 1
Всего листов 6

ПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные ОРИОН-ИС

Назначение средства измерений

Системы измерительные ОРИОН-ИС (далее – ОРИОН-ИС) предназначены для измерений и преобразования значений электрических сигналов (электрического сопротивления, напряжения и силы постоянного тока), поступающих от первичных измерительных преобразователей (ПИП), не входящих в состав ОРИОН-ИС, регистрации и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия ОРИОН-ИС основан на преобразовании в 32-х канальных АЦП входных электрических сигналов, поступающих от ПИП, не входящих в состав ОРИОН-ИС, в цифровой код с последующим обратным преобразованием в значения электрических величин по заранее известным градуировочным характеристикам, и дальнейшей математической обработкой измеренных значений. Полученные значения индицируются на монитор, архивируются и оформляются в виде протоколов.

ОРИОН-ИС представляет собой аппаратно-программный комплекс, включающий в свой состав измерительные каналы измерений физических величин «ОРИОН-ИС-1014», «ОРИОН-ИС-1052», «ОРИОН-ИС-1072», «ОРИОН-ИС-5072» состоящих из преобразователей измерительных, модулей АЦП8, модулей процессорных МП, контроллеров устройств управления УУ, источника питания, пульта автоматизированного рабочего места ОРИОН-ИС.

Конструктивно ОРИОН-ИС состоит из шкафа соединительного ШС (один и/или более) и стойки измерительной УСО (одна и/или более), в которых размещаются комплекты каналов измерений:

- «ОРИОН-ИС-1014» в составе: преобразователь измерительный D1014D/B, контроллер устройства управления УУ, модуль АЦП8, модуль процессорный МП;
- «ОРИОН-ИС-1052» в составе: преобразователь измерительный D1052D/B, контроллер устройства управления УУ, модуль АЦП8, модуль процессорный МП;
- «ОРИОН-ИС-1072» в составе: преобразователь измерительный D1072D/B, контроллер устройства управления УУ, модуль АЦП8, модуль процессорный МП;
- «ОРИОН-ИС-5072» в составе: преобразователи измерительные D5072D/B и D1052D/B, контроллер устройства управления УУ, модуль АЦП8, модуль процессорный МП;
- пульта автоматизированного рабочего места (АРМ) ОРИОН-ИС ПЭВМ в состав которого входят ПЭВМ.

В максимальной комплектации ОРИОН-ИС состоит из пульта АРМ с ПЭВМ, клавиатурой и мышью, шести мониторов и каналов измерений «ОРИОН-ИС-1014», «ОРИОН-ИС-1052», «ОРИОН-ИС-1072», «ОРИОН-ИС-5072».

В других вариантах поставки ОРИОН-ИС может состоять из пульта АРМ с ПЭВМ, клавиатурой и мышью, одного или нескольких мониторов, двух или одного из указанных выше комплектов каналов измерений.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр ОРИОН-ИС, указывается на информационной наклейке на передней стороне стойки в формате цифрового обозначения.

Общий вид ОРИОН-ИС, места нанесения наклейки «Знак утверждения типа», знака поверки, заводского номера и пломбировки приведены на рисунках 1-5.

места
пломбировки

место нанесения наклейки
«Знак утверждения типа»

место нанесения
заводского номера

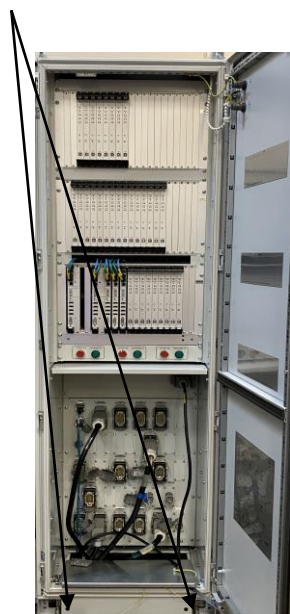


Рисунок 1 – Стойка измерительная УСО
(в открытом виде)



Рисунок 2 – Стойка измерительная
УСО (в закрытом виде)



Рисунок 3 – Шкаф соединительный
(в открытом виде)



Рисунок 4 – Шкаф соединительный
(в закрытом виде)

место нанесения
знака поверки



Рисунок 5 – Общий вид пульта автоматизированного рабочего места ОРИОН-ИС

Программное обеспечение

Метрологически значимая часть ПО ОРИОН-ИС представляет собой специализированное ПО «Метрологический модуль Орион-ИС».

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Метрологический модуль Орион-ИС»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.19
Цифровой идентификатор ПО	C2d5fb4744f79ca3eefe78ef8c7a01bf1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD-5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<i>Каналы измерений «ОРИОН-ИС-1014» с использованием ПИП</i>	
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу (ВП) погрешности измерений силы постоянного тока, %	$\pm 0,5$
<i>Каналы измерений «ОРИОН-ИС-1052» с использованием ПИП</i>	
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 0 до 20
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу (ВП) погрешности измерений силы постоянного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 10
Пределы допускаемой приведенной к ВП погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	$\pm 0,5$
Количество каналов измерений	от 1 до 32

продолжение таблицы 2

<i>Каналы измерений «ОРИОН-ИС-1072» с использованием ПИП</i>	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, мВ	от 0 до 80
Пределы допускаемой приведенной к ВП погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон преобразования электрического сопротивления, Ом	от 40 до $2 \cdot 10^4$
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования электрического сопротивления, %	$\pm 0,5$
Количество каналов измерений	от 1 до 32
<i>Каналы измерений «ОРИОН-ИС-5072» с использованием ПИП</i>	
Диапазон измерений электрического сопротивления, Ом	от 0 до $1 \cdot 10^3$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений электрического сопротивления, %	$\pm 0,5$
Количество каналов измерений	от 1 до 32

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более - стойка измерительная УСО - шкаф соединительный ШС - пульт АРМ с ПЭВМ - монитор	608×608×2100 405×802×2100 2290×1030×1582 556×360×67
Масса кг, не более - стойка измерительная УСО - шкаф соединительный ШС - пульт АРМ с ПЭВМ - монитор	250 90 85 5
Потребляемая мощность, В·А, не более	2400
Параметры электропитания: - напряжение постоянного тока, В - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха (при температуре +25 °С и более низких температурах без конденсации влаги), %, не более - атмосферное давление, мм рт. ст. (кПа)	24 ± 3 220 ± 11 50 ± 1 от +5 до +35 80 от 645 до 795 (от 86 до 106)

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель ОРИОН-ИС в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ОРИОН-ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Стойка измерительная УСО	УСО	1 шт.*
Шкаф соединительный	ШС	1 шт.*
Пульт АРМ ОРИОН-ИС		
ПЭВМ**	АСЕТ.469571.XXX	1 шт.
Монитор **	244WMi	от 1 до 6 шт.*
Канал измерений «ОРИОН-ИС-1014»		
Контроллер УУ	Модуль МП3-01 АСЕТ.467444.010-01**	3 шт.*
Модуль процессорный МП**	АСЕТ.467444.010	от 3 до 9 шт.*
Модуль АЦП8	АСЕТ.468157.006	от 3 до 9 шт.*
Преобразователь измерительный	D1014D/B	от 1 до 32 шт.*
Канал измерений «ОРИОН-ИС-1052»		
Контроллер УУ	Модуль МП3-01 АСЕТ.467444.010-01**	3 шт.*
Модуль процессорный МП**	АСЕТ.467444.010	от 3 до 9 шт.*
Модуль АЦП8	АСЕТ.468157.006	от 3 до 9 шт.*
Преобразователь измерительный	D1052D/B	от 1 до 32 шт.*
Канал измерений «ОРИОН-ИС-1072»		
Контроллер УУ	Модуль МП3-01 АСЕТ.467444.010-01**	3 шт.*
Модуль процессорный МП**	АСЕТ.467444.010	от 3 до 9 шт.*
Модуль АЦП8	АСЕТ.468157.006	от 3 до 9 шт.*
Преобразователь измерительный	D1072D/B	от 1 до 32 шт.*
Канал измерений «ОРИОН-ИС-5072»		
Контроллер УУ	Модуль МП3-01 АСЕТ.467444.010-01**	3 шт.*
Модуль процессорный МП**	АСЕТ.467444.010	от 3 до 9 шт.*
Модуль АЦП8	АСЕТ.468157.006	от 3 до 9 шт.*
Преобразователь измерительный	D5072D/B	от 1 до 32 шт.*
Преобразователь измерительный	D1052D/B	от 1 до 32 шт.*
Паспорт	АСЕТ.466945.002 ПС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	АСЕТ.466945.002 РЭ	1 шт.
Примечание:		
* - количество комплектов (штук) зависит от варианта поставки ОРИОН-ИС		
** - допускается применение приборов с аналогичными параметрами		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа АСЕТ.466945.002 РЭ «Системы измерительные ОРИОН-ИС. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.132-74 «ГСИ Государственный специальный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений силы тока от 0,04 до 300 А в диапазоне частот от 0,1 до 300 МГц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Технические условия АСЕТ.466945.002 ТУ «Системы измерительные ОРИОН-ИС».

Правообладатель

Акционерное общество «СКБ Орион» (АО «СКБ Орион»)

ИНН 7802038241

Юридический адрес: 194044, г. Санкт Петербург, ул. Тобольская, д. 12

Телефон: +7(812) 640-02-02

Факс: +7(812) 335-05-91

E-mail: MAIL@SKBORION.RU

Изготовитель

Акционерное общество «СКБ Орион» (АО «СКБ Орион»)

ИНН 7802038241

Адрес: 194044, г. Санкт Петербург, ул. Тобольская, д. 12

Телефон: +7(812) 640-02-02. Факс: +7(812) 335-05-91

E-mail: MAIL@SKBORION.RU

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России)

Адрес: 141006, Московская обл., г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13

Телефон +7(495) 583-99-23

Факс: +7(495) 583-99-48

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311314.