

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 665

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ	-	1	83783-21	Общество с ограниченной ответственностью «ПС Тепличная» (ООО «ПС Тепличная»), г. Новосибирск	-	МП-384- RA.RU.310556- 2021	-	Общество с ограниченной ответственностью «ПС Тепличная» (ООО «ПС Тепличная»), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск
2.	Измерители защитного слоя бетона	ИПА-МГ4	-	29316-10	-	-	МП 26.51.66.123.011 -2017	-	Общество с ограниченной ответственностью «Специальное конструкторское бюро Стройприбор» (ООО «СКБ Стройприбор»), г. Челябинск	ФБУ «Челябинский ЦСМ», г. Челябинск

3.	Система измерений количества и показателей качества нефти на узле подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть»	-	004	58106-14	-	МП 0132-14-2014		МП 0132-14-2014 с изменением №1	Общество с ограниченной ответственностью предприятие «Татинтек» (ООО «Татинтек»), Республика Татарстан, г. Альметьевск	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "АК "Транснефть" в части ОАО "Сибнефтепровод" по ЛПДС "Самотлор" НПС-2	-	001	52581-13	-	-	МП 52581-13	-	Общество с ограниченной ответственностью "Строительная компания Развития" (ООО "Строительная компания Развития"), г. Екатеринбург	ФБУ "Тюменский ЦСМ", г. Тюмень

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 665

Регистрационный № 58106-14

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на узле подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на узле подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества сверхвязкой нефти после узла подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (БИК), узла подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и системы обработки информации. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему.

Система состоит из трех (одного рабочего, одного резервного и одного резервно - контрольного) измерительных каналов массы нефти, температуры, избыточного давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, а также системы сбора и обработки информации. В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – МР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-10;

- расходомер массовый Promass 40E, регистрационный номер 15201-11;
- влагомер поточный модели L (далее – ВП), регистрационный номер 46359-11;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-10;
- датчики давления 2051 С, регистрационный номер 39531-08;
- датчики температуры 644, регистрационный номер 39539-08;
- манометры показывающие МП160, регистрационный номер 47452-11;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер 303-91;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, регистрационный номер 15066-09.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода;
- вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением ВП;
- измерения давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочего и резервного МР по резервно-контрольному МР, применяемому в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами;
- формирование и архивирование в автоматизированном рабочем месте оператора значений результатов измерений.

Конструкцией системы предусмотрено место нанесения заводского номера на маркировочной табличке, установленной на системе. Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 3000/6000	Операционная система контроллера OMNI 6000	24.75.04	9111	CRC 16
ПО программного комплекса "Cropos"	metrology.dll	1.37	DCB7D88F	CRC 32

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

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3
Диапазон измерений массового расхода нефти*, т/ч	От 5 до 65

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт), не более	5000
Фактическая кинематическая вязкость нефти при измерениях, мм ² /с (сСт), не более	450
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 905 до 990
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – при проведении измерений – при проведении поверки и контроля метрологических характеристик	0,2 0,4
Давление измеряемой среды, МПа, не более	4
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	От 20 до 90
Объемная доля воды, %, не более	1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	Отсутствует
Режим работы системы	Непрерывный
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %:	± 0,35
Напряжение переменного тока, В	380 (3-х фазное, 50 Гц) 220 (однофазное, 50 Гц)

* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти на узле подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть, заводской № 004	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на узле подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть» (свидетельство об аттестации МИ № 0001.310069-2012/11-13 от 1 октября 2013г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на узле подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть»

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

ГОСТ Р 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью предприятие «Татинтек» (ООО «Татинтек»)
ИНН 1644055843
Адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д.4
Телефон: (8553) 31-47-07, факс: (8553) 31-47-09
Email: info@tatintec.ru.

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 665

Регистрационный № 83783-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ (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 multifunctionalную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctionalные 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 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 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 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 осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в формате 80020, 80030, 80040, 51070 и др., заверенных электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 от счетчиков до GSM/GPRS модема;

- посредством сети Интернет через провайдера и оператора сотовой связи GSM для передачи данных от GSM/GPRS модема до 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

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	УССВ, ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №3	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №5	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»
3	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №7	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
4	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №9	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
5	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №11	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 ARTM-00PB.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
6	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №19	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
7	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №21	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
8	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №23	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
9	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №25	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
10	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №27	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 650/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
11	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №4	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №6	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»
13	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №8	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
14	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №10	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
15	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №12	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
16	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №20	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
17	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №22	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
18	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №24	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
19	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №26	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
20	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №28	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
21	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №30	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №32	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»

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. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
8, 9, 10, 11, 12,	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
13, 14, 15, 16,	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
17, 18, 19, 20, 21, 22	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
8, 9, 10, 11, 12,	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
13, 14, 15, 16,	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
17, 18, 19, 20, 21, 22	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-

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

Окончание таблицы 4

Примечание:	
I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;	
I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;	
I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;	
I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;	
I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;	
$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;	
$\delta_{w_0}^A$ – 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: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: – для ТТ и ТН – для счетчиков – для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое

Окончание таблицы 5

1	2
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

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.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 123.411711.004.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	30
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	36
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	21
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-00PB.R	1
ИБК	Энергосфера	1
СОЕВ	УСВ-2	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ. Формуляр	123.411711.004.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 ПС ТЕПЛИЧНАЯ» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПС Тепличная» (ООО «ПС Тепличная»)

ИНН 5406814070

Адрес: 630099, Российская Федерация, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, 40, офис 4603

Телефон: +7 (383) 309-22-21

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 665

Регистрационный № 52581-13

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2 (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, потребленной отдельными технологическими объектами ЛПДС «Самотлор» НПС-2 (по присоединениям «Пожарное депо»), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 2х-уровневую систему.

АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии на объекте ЛПДС «Самотлор» НПС-2 ЗРУ 6 кВ (по присоединениям «Пожарное депо»).

1- й уровень включает в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2- й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Госреестр № 38424-08) в составе:

- серверов баз данных (далее - БД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть»,
- серверов приложений,
- системы обеспечения единого времени (далее - СОЕВ),
- аппаратуры передачи данных внутренних и внешних каналов связи,
- автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ) операторов,
- специализированное программное обеспечение (сертификат соответствия

РОСС.ЯИ.МБ93.Н00261 на программно-информационный комплекс «Converge», Госреестр № 35053-07, для работы в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета энергоресурсов).

Измерительные каналы (далее - ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й и 2-й уровни АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков с помощью спутникового канала «Федеральной сети спутниковой связи» Altegro Sky поступает в ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть». В качестве резервного канала связи используется телефонная сеть ОАО «Связьтранснефть».

На уровне ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» выполняется обработка измерительной информации (с учетом коэффициентов ТТ и ТН), в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Специальное программное обеспечение (далее - СПО) АИИС КУЭ на базе программно-информационного комплекса «Converge», версия 3.5.001.268 Rev. 64500 функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение ИВК.

СПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами. СПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое СПО.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г со встроенным приемником ГЛОНАСС/GPS, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и установленный на уровне ИВК. Время часов ИВК АИИС КУЭ синхронизировано со временем ССВ-1Г, корректировка времени часов ИВК АИИС КУЭ выполняется при расхождении времени часов ИВК и ССВ-1Г на ± 1 с. Сличение часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов ИВК происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами ИВК на ± 2 с выполняется их корректировка, но не чаще чем один раз в сутки. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ СПО «Converge» версии 3.5.001.268 Rev. 64500, в состав которого входят программы указанные в таблице 1. СПО «Converge» версии 3.5.001.268 Rev. 64500 обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО «Converge» версии 3.5.001.268 Rev. 64500.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Converge"	«ЭнергоМонитор»	«Генератор XML-отчетов»	«ЭМ Администратор»	«Ручной импорт в Converge»
Идентификационное наименование ПО	"Landis+Gyr Converge 3.5.1"	«Energy Monitor»	«XML Report Generator»	«EM Admin»	«Manual Converge Import»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	3.5.001.268 Rev. 64500	1.8.0.0	–	–	–
Цифровой идентификатор ПО	B1E67B8256D E 3F55 46A96054A206 2A1E	1E6CE427DAC 589A FE884AB49063 2BC4B	9486BC5FC4B C 0D3 26752E133D12 5 F13D 37F58D0D9FB4 44D 085405EB4A16 E7A84	621E4F49FB74 E52F9 FFADA2A073 2 3FBD	ACA7D544FAD D 3B16 6916B16BB993 59891

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ - метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня измерительных каналов (ИК) приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3-4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	ЗРУ-6кВ НПС-2 ЛПДС «Самотлор» Яч. № 27 «Пожарное депо IV типа»	ТЛК-10 Госреестр № 9143-06 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Госреестр № 3344-04; 3344-72 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5	активная, реактивная
2	ЗРУ-6кВ НПС-2 ЛПДС «Самотлор» Яч. № 28 «Пожарное депо IV типа»	ТЛК-10 Госреестр № 9143-06 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Госреестр № 3344-72; 46738-11 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная, реактивная

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

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК							
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2	$0,05I_{H1} \leq I_1 \leq 0,2I_{H1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3

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

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1, 2	$0,05I_{H1} \leq I_1 \leq 0,2I_{H1}$	5,6	4,4	2,5	5,7	4,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	3,0	2,4	1,5	3,3	2,7	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,6	2,2	1,7

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: – параметры сети: диапазон напряжения, % от $U_{ном}$ диапазон силы тока, % от $I_{ном}$ частота, Гц – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 (0,5) от +15 до +25
Рабочие условия: для ТТ и ТН: – параметры сети: диапазон напряжения, % от $U_{ном}$ диапазон силы тока, % от $I_{ном}$ частота, Гц – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – температура окружающей среды, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87) от – 40 до + 60

Продолжение таблицы 5

1	2
Для электросчетчиков: – параметры сети: - диапазон вторичного напряжения - диапазон силы вторичного тока – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц – температура окружающего воздуха, °С; – магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более Для аппаратуры передачи и обработки данных: – параметры питающей сети: - напряжение, В - частота, Гц – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа	(0,9 – 1,1)U_{н2} (0,02 – 1,2)I_{н2} 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87) от 49,6 до 50,4 от + 15 до + 30 0,5 от 210 до 230 от 49,5 до 50,5 от + 5 до + 30 от 65 до 75 от 96 до 104
Надежность применяемых в системе компонентов: – счетчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ T₀, ч, не менее - время восстановления работоспособности T_в, ч – сервер - среднее время наработки на отказ T, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности T_в, ч	140000 2 100000 24
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая); 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95; 3. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии. 4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «АК «Транснефть» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. 5. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ	

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер АИИС КУЭ - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2		1 экз.
«Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2»		1 экз.
«ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2. Методика поверки»	МП 52581-13	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1615/01.00248-2014/2021 от 29.06.2021 г.

Нормативные документы устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Строительная компания Развития»
(ООО «Строительная компания Развития»)
ИНН 6671220492

Юридический адрес: 620026, Россия, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, д. 44

Почтовый адрес: 620142, Россия, г. Екатеринбург, ул. 8 марта, д. 51, БЦ «Саммит»

11 этаж

Телефон (343) 272-10-70

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

Телефон/ факс: (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-08 от 27.06.2008 г.

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 20-62-95

Факс: (3452) 28-00-84

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: mail@csm72.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311495.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 665

Регистрационный № 29316-10

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители защитного слоя бетона ИПА-МГ4

Назначение средства измерений

Измерители защитного слоя бетона ИПА-МГ4 (далее – измерители) предназначены для измерений толщины защитного слоя бетона и определения расположения оси арматуры в железобетонных изделиях и конструкциях магнитным методом.

Измерители позволяют определять диаметр арматуры по известной толщине защитного слоя бетона по методике ГОСТ 22904 Приложение Г.

Описание средства измерений

Принцип работы измерителей основан на регистрации изменения комплексного сопротивления преобразователя при взаимодействии электромагнитного поля преобразователя с арматурным стержнем.

Конструктивно измерители выполнены в виде электронного блока и преобразователя. Измерители выпускаются в двух исполнениях: с выносным преобразователем на кабеле и с преобразователем, встроенным в корпус электронного блока. На лицевой панели электронного блока размещены цифровой дисплей и клавиатура, предназначенная для управления измерителем.

Измерители выпускаются трех модификаций – ИПА-МГ4, ИПА-МГ4.01, ИПА-МГ4.02 отличающихся конструкцией, габаритными размерами и функциональными возможностями. Модификации ИПА-МГ4.01 и ИПА-МГ4.02 дополнительно имеют: режим передачи данных в ПК, увеличенный объем памяти, часы реального времени и подсветку дисплея.

Модификации ИПА-МГ4 и ИПА-МГ4.01 выпускаются с выносным преобразователем. У модификации ИПА-МГ4.02 преобразователь, встроен в корпус электронного блока.

Общий вид измерителей представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и нанесение знака поверки представлена на рисунке 2.

Серийный номер наносится на маркировочную табличку любым технологическим способом, принятым на предприятии-изготовителе, в виде цифрового или буквенно-цифрового кода.



ИПА-МГ4.02

ИПА-МГ4 и ИПА-МГ4.01

ИПА-МГ4 и ИПА-МГ4.01

Рисунок 1 – Общий вид измерителей защитного слоя бетона ИПА-МГ4



ИПА-МГ4.02

ИПА-МГ4 и ИПА-МГ4.01

ИПА-МГ4 и ИПА-МГ4.01

Рисунок 2 – Место пломбирования от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Измерители имеют встроенное программное обеспечение (ПО) (микропрограмма электронного блока с защитой от считывания и перезаписи). ПО реализует обработку результатов измерений, запись полученных результатов в память измерителя и представление измерительной информации на дисплее электронного блока. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИПА-МГ4; ИПА-МГ4.01	ИПА-МГ4.02
Идентификационное наименование ПО	IPA-MG4	IPA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V1.05	v1.01
Цифровой идентификатор ПО	0xED75	15FE

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Диапазон измерений толщины защитного слоя бетона, мм: – при диаметре арматуры 3, 4, 5, 6, 8 мм – при диаметре арматуры 10, 12, 14, 16, 18 мм – при диаметре арматуры 20, 22, 25, 28 мм – при диаметре арматуры 32, 36, 40 мм	от 5 до 60 от 5 до 90 от 5 до 110 от 10 до 130
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения толщины защитного слоя бетона, мм*	$\pm (0,05h_{зс} + 0,5)^{**}$
Допускаемое отклонение оси измерителя от оси арматурного стержня, при определении расположения оси арматурного стержня, мм	± 10
* для конструкции с перекрестным армированием шаг продольных стержней, мм, не менее: 100 – при их диаметре от 3 до 10 мм; 150 – при их диаметре от 12 до 22 мм; 200 – при их диаметре св. 22 мм. ** $h_{зс}$ – измеренная толщина защитного слоя бетона, мм	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ИПА-МГ4, ИПА-МГ4.01	ИПА-МГ4.02
Напряжение питания постоянного тока, В – от элементов питания – от встроенного аккумулятора	от 1,6 до 3,5 от 3,2 до 4,2	- от 3,2 до 4,2
Потребляемая мощность, Вт, не более – элементы питания – встроенный аккумулятор	0,14 0,53	- 0,53
Габаритные размеры, (длина× ширина× высота) мм, не более – электронный блок – преобразователь	176×92×32 160×48×35	202×113×37 -
Масса, кг, не более	0,8	0,38
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от - 10 до + 40 до 95 от 84,0 до 106,7	
Средний срок службы, лет	10	
Средняя наработка на отказ, ч	5000	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации в центре листа типографским способом и на табличку, закрепленную на электронном блоке измерителя, фотохимическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование и условное обозначение	Модификация	
	ИПА-МГ4, ИПА-МГ4.01	ИПА-МГ4.02
Измеритель защитного слоя бетона ИПА-МГ4	1	1
Прокладка, имитирующая защитный слой бетона, из оргстекла толщиной 20 мм	1	1
Зарядное устройство	1*	1
Кабель связи с ПК	1*	1
Программное обеспечение**	1*	1
Руководство по эксплуатации 26.51.66.123.011 РЭ	-	1
26.51.66.123.011-2 РЭ	1	-
Укладочный кейс	1	1
* для измерителя с цветным дисплеем		
** обеспечивает передачу данных из архива электронного блока в ПК		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование измерителя по назначению» руководства по эксплуатации на средство измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям защитного слоя бетона ИПА-МГ4

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.12.2018 г. № 2840

ТУ 4276-011-12585810-2010 Измерители защитного слоя бетона ИПА-МГ4. Технические условия.

Изготовитель

ООО «Специальное конструкторское бюро Стройприбор» (ООО «СКБ Стройприбор»)
ИНН 7447005971
Адрес: 454084, г. Челябинск, ул. Калинина, 11-Г
Тел/факс (351) 277-8-555
www.stroypribor.com;
e-mail: info@stroypribor.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон/факс: (351) 232-04-01,

Web-сайт: www.chelcsm.ru

E-mail: stand@chelcsm.ru

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц 01.00234-2013