

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 24 » _____ мая 2024 г. № 1282

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС «ВОЛНА» ЗАО «Таманьнефтегаз»	-	015.09.21	50190-12	-	-	БЕКВ.4222 31.052.МП	-	-	16.10.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «Комплексные энергетические решения»), г. Москва	ООО «Комплексные энергетические решения», г. Москва
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Татех» при НПС-1 ООО «ППН-Сервис»	-	009.05.20 15	67010-17	-	МП 2912/1- 311229- 2016	-	МП 2201/2- 311229-2024	-	23.01.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек» (ООО «Татинтек»), Республика Татарстан, г. Альметьевск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

3.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 АО «Транснефть - Верхняя Волга»	-	104	67142-17	-	МП 0512-14-2016 с изменение м № 1	-	МП-0030-ТНМ-2023	-	22.12. 2023	Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология» (АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-54, г. Нижний Новгород, Московское шоссе, д. 30в	-	024	67439-17	-	МП 67439-17	-	МИ 3000-2022	-	06.02. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПром Ресурс», Московская обл., г. Красногорск
5.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов нефтебазы Челябинск ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт»	-	01	78835-20	-	МП 2807/1-311229-2022	-	НА.ГНМЦ.0 770-23 МП	-	30.10. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт» (ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт»), г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар»	-	001	80442-20	-	-	МИ 3000-2018 «Рекомендация. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электричес	-	-	13.10. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир

							кой энергии. Методика поверки»					
7.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Нагорная	-	467	89867-23	Публичное акционерно е общество «Федераль ная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	-	МП 206.1- 028-2023	-	-	19.02. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1282

Регистрационный № 50190-12

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС «ВОЛНА» ЗАО «Таманьнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС «ВОЛНА» ЗАО «Таманьнефтегаз» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий серверы баз данных (БД) АИИС КУЭ со специализированным программным обеспечением (СПО), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) и каналообразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. 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. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет опрос УСПД, расположенного на объекте. На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача полученной информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ, АО «Таманьнефтегаз», ПАО «Россети Кубань» и прочим заинтересованным организациям. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Волна».

АИИС КУЭ осуществляет обмен полученной информацией с АИИС КУЭ утвержденных типов организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), получаемой в виде XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно оператором через сеть Интернет от АРМ по протоколу ТСР/ІР с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ утвержденных типов смежных субъектов с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Сервер БД не реже раза в час сличает и синхронизирует свои часы от УССВ. УСПД не реже раза в сутки сличает свои часы с часами сервера БД и синхронизирует при расхождении 1 с и более. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит от УСПД при расхождении 1 с и более. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 015.09.21. Заводской номер АИИС КУЭ и сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, указаны в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит специализированное ПО сервера сбора и БД АИИС КУЭ ПО «Пирамида 2000». ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного модуля ПО	metrology.dll – общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	calcClients.dll – модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	calcLeakage.dll – модуль расчета небаланса энергии/мощности
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	calcLosses.dll – модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	parseBin.dll - модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	parseIEC.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	parseModbus.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	parsePiramida.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	synchroNSI.dll – модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Наименование программного модуля ПО	verifyTime.dll – модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ/ сервер
1	ПС 110 кВ Волна, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	TG145N КТ 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 75894-19	СРВ 123 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 рег. № 28822-05 УСВ-2 рег. № 41681-10 «ИКМ-Пира- мида» рег. № 45270- 10
2	ПС 110 кВ Волна, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	TG145N КТ 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 75894-19	СРВ 123 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ПС 110 кВ Волна, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Волна- Черноморская	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 44359-10	GEF-40,5 Кл.т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
4	В-10-Т1	ТШЛП-10-2 Кл.т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
5	В-10-1СШ-ЦРП	ТШЛП-10-2 Кл.т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
6	В-10-3СШ-ЦРП	ТШЛП-10-1 Кл.т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
7	В-10-1СШ-ТП-1 (Ж/Д)	ТЛК-5 Кл.т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
8	В-10-ДК-1СШ	ТЛК-5 Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
9	В-10-1СШ-ЗРУ- 10-ЭКНК	ТШЛП-10-1 Кл.т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
10	В-10-Т2	ТШЛП-10-2 Кл.т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ/ сервер
11	В-10-2СШ-ТП-1 (Ж/Д)	ТЛК-5 Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
12	В-10-ДК-2СШ	ТЛК-5 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 рег. № 28822-05 УСВ-2 рег. № 41681-10 «ИКМ-Пира- мида» рег. № 45270- 10
13	В-10-2СШ-ЦРП	ТШЛП-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
14	В-10-4СШ-ЦРП	ТШЛП-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	
15	В-10-2СШ-ЗРУ- 10-ЭКНК	ТШЛП-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 19198-05	ЗНОЛ.06.4-10У3 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1 Рег. № 36697-08	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа.

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

4 Допускается изменение наименований ИК.

5 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta_{\text{осн}}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta_{\text{сумм}}$, %
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,5 1,3	1,4 2,2
3 – 15 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	1,1 3,4	3,0 5,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		$\pm 5,0$	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности.			
2 В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos\varphi=0,8_{\text{инд}}$ ($\sin\varphi=0,6$), $I=0,02(0,05)\cdot I_{\text{ном}}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от плюс 5 до плюс 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25 0,05
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °С - счетчиков, °С - УСПД, °С - УССВ, °С - сервера, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -25 до +50 от -40 до +65 от -30 до +50 от -40 до +55 от -10 до +30 0,5

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М 220000 - для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 140000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД СИКОН С70 70000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 35000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 1 сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 1	
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 114 - при отключении питания, лет, не менее 30 УСПД: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее 45 - при отключении питания, лет, не менее 10 сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5	

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение Ethernet); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания. Информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте, по резервным каналам связи;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД, УССВ и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	TG	6
	ТВЭ-35 УХЛ2	3
	ТШЛП-10-1	15
	ТШЛП-10-2	9
	ТЛК-5	12
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
	GEF-40,5	3
	ЗНОЛ.06.4-10У3	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
	СЭТ-4ТМ.03М.01	13
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Сервер БД	ИБК «ИКМ-Пирамида»	1
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	015.09.21-ТХ5-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС «Волна» ЗАО «Таманьнефтегаз», аттестованном ООО «Комп-лексные энергетические решения», аттестат об аккредитации № RA.RU.312835 от 29.11.2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Таманьнефтегаз» (ЗАО «ТНГ»)

ИНН 2352013076

Адрес: 353535, Краснодарский край, Темрюкский р-н, п. Волна, ул. Таманская, д. 8

Телефон/Факс: +7 (861-48) 6-09-74

E-mail: info@tamanneftegas.ru

Web-сайт: http://www.tamanneftegas.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Краснодарском крае и республике Адыгея» (ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)

Юридический адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а

Телефон (факс): +7 (861)233-76-50

Web-сайт: <https://krasnodarcsm.ru>

E-mail: info@krasnodarcsm.ru

Уникальный номер записи реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311581.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «Комплексные энергетические решения»)

Юридический адрес: 129164, г. Москва, Зубарев пер., д. 15, к. 1, помещ. I, ком. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Уникальный номер записи реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312835.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1282

Регистрационный № 67142-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142
АО «Транснефть - Верхняя Волга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 АО «Транснефть - Верхняя Волга» (далее - система) предназначена для автоматизированного коммерческого учета нефти, поступающей с АО «Транснефть - Прикамье» и подлежащей сдаче в АО «Транснефть - Верхняя Волга».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением ультразвуковых преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления. Массу брутто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объёмной доли воды с помощью влагомера нефти поточного.

Система, заводской № 104 представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из пяти (трех рабочих и двух резервных) измерительных линий массы брутто нефти. В систему входят следующие средства измерений и измерительные компоненты (СИ):

- счетчики ультразвуковые ALTOSONIC V (мод. ALTOSONIC VM) (далее - УПР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный) № 18656-04;
- счетчики ультразвуковые «Altosonic V» (далее - УЗС), регистрационный № 69169-17;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП), регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829, регистрационный № 15642-06;

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-10;
 - расходомер ультразвуковой UFM 3030, регистрационный № 48218-11;
 - преобразователи измерительные 644 и 3144Р, регистрационный № 14683-04 в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65, регистрационный № 22257-01;
 - термопреобразователи сопротивления платиновые TR63, регистрационный № 49519-12, в комплекте с преобразователями измерительными серии iTEMP модели TMT82, регистрационный № 50138-12;
 - преобразователи давления измерительные 3051, регистрационные № 14061-04;
 - преобразователи (датчики) давления измерительные EJX 530А и EJX 110А, регистрационный № 59868-15;
- В систему сбора и обработки информации системы входят:
- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИМЦ-07), регистрационный № 53852-13;
 - АРМ оператора с программным обеспечением «Форвард «Pro».
- В состав системы входят показывающие СИ:
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный № 26803-11;
 - манометры для точных измерений типа МТИ, регистрационный № 1844-63;
 - термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, регистрационный № 303-91.

Часть измерительных компонентов (СИ), входящих в состав СИКН, формируют вспомогательный измерительный канал (ИК) объема и объемного расхода нефти, метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефти и вязкости;
- 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 испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением влагомера;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) УЗС и УПР с применением установки поверочной трубопоршневой;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы. Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлена на рисунке 1.

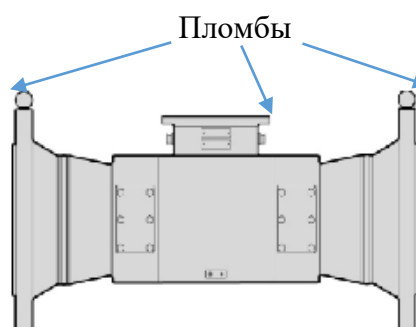


Рисунок 1 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб

Заводской номер системы нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на площадке системы. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбирование системы предусмотрено при определении метрологических характеристик объема и объемного расхода нефти. Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка системы

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (ИМЦ-07 и АРМ оператора «Форвард «Pro»») обеспечивает реализацию функций системы. Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора структуры идентификационных данных.

Сведения о ПО указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует среднему уровню защиты.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора «Форвард «Pro»	ПО ИМЦ-07
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll, ArmMX.dll, ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71, 30747EDB, F8F39210	7A70F3CC
Алгоритм вычисления	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (три рабочих и две резервных)
Диапазон измерений объемного расхода*, м ³ /ч	от 1200 до 8700
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в рабочем режиме - в режиме поверки или КМХ	0,2 0,4
Режим работы системы	непрерывный, автоматизированный
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 839,0 до 906,0
Давление измеряемой среды в системе с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа: - минимально допускаемое - рабочее - максимально допускаемое	0,09 0,24 0,75
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +7 до +35
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 7 до 35
Массовая доля воды, %, не более	0,7
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	150
Массовая доля парафина, %, не более	5,0
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	100,0

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля серы, %, не более	1,5
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров, мм рт. ст., не более	350
Содержание свободного газа	не допускается
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки системы и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
3	Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: рабочая измерительная линия № 3)	УПР	ИМЦ-07	от 1243 до 2924 м ³ /ч	±0,15 (относительная), %

* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объема и объемного расхода нефти и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380, трехфазное, 220 ±22, однофазное,
- частота переменного тока, Гц	50
Климатические условия эксплуатации системы:	
- температура наружного воздуха, °С	от -40 до +50
- температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С,	от +5 до +25
- относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 45 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 АО «Транснефть-Верхняя Волга»	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть – Верхняя Волга», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 381-RA.RU.312546-2023 от 08.09.2023.

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» (пункт 6.1.1);

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

Изготовитель

Великолукский завод «Транснефтемаш» - филиал АО «Транснефть-Верхняя Волга»
ИНН 5260900725

Адрес: 182115, Псковская обл. г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2

Телефон (факс): +7 (1153) 9-26-67, +7 (1153) 9-26-67

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

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

Телефон (факс): (843) 272-70-62, 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1282

Регистрационный № 78835-20

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов нефтебазы Челябинск ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов нефтебазы Челябинск ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт» (далее – СИКНП) предназначена для измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов с применением счетчиков-расходомеров массовых.

Конструктивно СИКНП состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ) и блока измерений показателей качества нефтепродуктов (далее – БИК).

БИЛ открытого исполнения располагается на рамном основании и состоит из двух рабочих измерительных линий (далее - ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ, входного и выходного коллекторов, узла подключения передвижной поверочной установки.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефтепродуктов и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефтепродуктов. Отбор представительной пробы нефтепродуктов в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее по тексту – ИВК), осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора), оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКНП входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКНП

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – СРМ)	13425-06
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06

Наименование СИ	Рег. №
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	57563-14
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) μ Z600	28979-05

В состав СИКНП входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКНП.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефтепродуктов (т/ч);
- автоматическое вычисление массы нефтепродуктов (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), плотности (кг/м^3) и давления (МПа) нефтепродуктов;
- поверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) СРМ по передвижной ПУ;
- КМХ СРМ, установленного на рабочей ИЛ, по СРМ, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефтепродуктов;
- ручной отбор проб нефтепродуктов;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефтепродуктов;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНП, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ, либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

Нанесение знака поверки на СИКНП не предусмотрено.

Заводской номер 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на табличку, расположенную на БИЛ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНП обеспечивает реализацию функций СИКНП и состоит из ПО ИВК и АРМ оператора.

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

ПО СИКНП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведением доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО СИКНП приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 - Идентификационные данные ПО СИКНП

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	Arm311229.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	4.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	1990	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	880C16F7
Наименование ПО	ПО Floboss S600+	ПО АРМ «Форвард PRO»			

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов, т/ч: – рабочая измерительная линия № 1, – рабочая измерительная линия № 2, – контрольно-резервная измерительная линия № 3	от 47 до 95 от 20 до 71 от 47 до 95
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %: – рабочая измерительная линия – контрольно-резервная измерительная линия	±0,25 ±0,20

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	топливо дизельное, бензин
Температура измеряемой среды, °С	от -10 до +30
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: – минимальное – максимальное – расчетное	0,2 1,5 6,3
Плотность при рабочих условиях, кг/м ³ : – бензина – топлива дизельного	от 700 до 790 от 800 до 890
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха на площадке СИКНП, °С – температура окружающего воздуха в БИК – температура окружающего воздуха в месте установки СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от +5 до +50 от +15 до +30 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и табличку, расположенную на БИЛ, типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов нефтебазы Челябинск ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Паспорт	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1291-2024 «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов нефтебазы Челябинск ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 310652-011/01-2024.

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», (подпункт 6.3.1);

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АСУ-Инжиниринг»
(ООО «АСУ-Инжиниринг»)
ИНН 0274191220
Адрес: 450001, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Комсомольская, д. 1/1, оф. 301
Телефон: + (347) 216-10-23
Web-сайт: <https://asu-eng.com/>
E-mail: info@asu-eng.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1282

Регистрационный № 67439-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-54, г. Нижний Новгород, Московское шоссе, д. 30в

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-54, г. Нижний Новгород, Московское шоссе, д. 30в (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной

информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/Р.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но 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 или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» Л-54, г. Нижний Новгород, Московское шоссе, д. 30в наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 024 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, I СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Коэф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 3422-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
		ТШЛ-0,66 Коэф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 64182-16				Реактивная	1,8	3,8
2	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, II СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Коэф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 64182-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,1	2,0
		ТШЛ-0,66 Коэф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 3422-04				Реактивная	1,8	3,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								±5 с

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: 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	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 30

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66	4
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.024 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Л-54, г. Нижний Новгород, Московское шоссе, д. 30в для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30850.

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 «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

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: (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 «24» мая 2024 г. № 1282

Регистрационный № 89867-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Нагорная

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 467. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-110 кВ, ОВ-1-110 кВ	ТГФМ-110 II* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T-E2-M2-B2 рег.№ 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-110 кВ, ОВ-2-110 кВ	ТГФМ-110 II* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 83250-21	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
3	ОРУ-110 кВ, КВЛ-110 кВ Нагорная - Свердловская с отпайкой на ПС Кузнечиха (КВЛ Свердловская-1)	ТГФМ-110 II* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 83250-21	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
4	ОРУ-110 кВ, КВЛ-110 кВ Нагорная - Свердловская (КВЛ Свердловская-2)	ТГФМ-110 II* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ОРУ-110 кВ, КВЛ-110 кВ Нагорная- ГАСТ с отпайками (КВЛ ГАСТ)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU- 325T-E2- M2-B2 рег.№ 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Новогорьковс кая ТЭЦ - Нагорная с отпайками (ВЛ-114)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
7	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нагорная- Ройка с отпайками (ВЛ 140)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
8	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нагорная- Импульс с отпайками (ВЛ 147)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
9	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нагорная- Мыза с отпайками (ВЛ Мызинская)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
10	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нагорная - Митино с отпайками (ВЛ Митино)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
11	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 Нагорная- Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 83250-21	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ОРУ-110 кВ, КВЛ 110 кВ Нагорная- Свердловская с отпайками (КВЛ НИИТОП)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU- 325T-E2- M2-B2 рег.№ 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нагорная- Артёмовская с отпайкой на ПС Старт (ВЛ Артёмовская)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 83250-21	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
14	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Нагорная- Афонино с отпайками (ВЛ Афонинская)	ТГФМ-110 П* УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
15	ОРУ-110 кВ, КВЛ-110 кВ Нагорная- Свердловская с отпайкой на ПС Приокская (КВЛ Приокская)	TG 145N УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт= 1000/5 рег.№ 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
16	ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1002	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 600/5 рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн= 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
17	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1001	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 600/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1008	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S КТТ= 600/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU- 325T-E2- M2-B2 рег.№ 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
19	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1009	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S КТТ= 400/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
20	ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1016	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S КТТ= 400/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
21	ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1018	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S КТТ= 600/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
22	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1013	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S КТТ= 600/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
23	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1007	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S КТТ= 400/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11		
24	ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1014	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S КТТ= 400/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11		

1	2	3	4	5	6	7
25	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1015	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 600/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU- 325T-E2- M2-B2 рег.№ 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
26	ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ-1012	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 600/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
27	КЛ-0,4 кВ ЧП Климанов (ФЛ Климова)	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт= 100/5 рег.№ 22656-02	-	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
28	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. №111, КЛ-10 кВ ЭнергоТрансп орт-1	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 300/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
29	ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. №211, КЛ-10 кВ ЭнергоТранс порт-2	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S к.т-р. 300/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 к.т-р. 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
30	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КЛ- 1020	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 400/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 70747-18	A1802RALXQ V-P4GB-DW-4 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 нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-15 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
17-22, 25, 26, 28, 29, 30 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
23, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
27 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,2S)	1,0	4,6	2,7	1,8	1,8
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	1,7	0,9	0,6	0,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-15 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
17-22, 25, 26, 28, 29	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
23, 24	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5
27	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
(ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5)	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
30	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-15	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
(ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,2	1,2
16	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
(ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
17-22, 25, 26, 28, 29, 30	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
23, 24	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
27	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
(ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,2S)	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-15	0,8	2,3	1,9	1,7	1,7
(ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,5	1,9	1,6	1,5	1,5
16	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
(ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
17-22, 25, 26, 28, 29	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
23, 24	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
27	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
(ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5)	0,5	2,6	1,9	1,6	1,6
30	0,8	4,4	2,7	2,0	1,9
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,5	2,8	1,8	1,4	1,3
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 ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	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 Альфа А1800: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

–резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

–параметрирования;

–пропадания напряжения;

–коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П* УХЛ1*	42
Трансформатор тока	TG 145N УХЛ1	3
Трансформатор тока	ТЛО-10 М1АС	42
Трансформатор тока	T-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	30
УСПД	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.060.467.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Нагорная». Методика измерений аттестована ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1282

Регистрационный № 67010-17

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Татех» при НПС-1 ООО «ППН-Сервис»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Татех» при НПС-1 ООО «ППН-Сервис» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion CMF 300, средств измерений давления, температуры и влагосодержания. СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion CMF 300.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

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 СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений относится СИКН с заводским номером 009.05.2015.

В состав СИКН входят:

- входной коллектор;
- блок измерительных линий, состоящий из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) DN 150 и одной контрольно-резервной ИЛ DN 150;
- блок фильтров;
- блок измерений параметров нефти;
- выходной коллектор;
- узел подключения поверочной установки;
- система обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) и шкаф СОИ входят в состав СОИ.

В состав СИКН входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF 300 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 86654-22) (далее – СРМ);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15), модель 3051T;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер 22257-11)
- преобразователи измерительные Rosemount 644 (регистрационный номер 56381-14);
- влагомеры сырой нефти BSH-AT (регистрационный номер 42678-09), модификация BSH-AT-010;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 (регистрационный номер 15066-09) (далее – ИВК).

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение массы (массового расхода) брутто нефти прямым динамическим методом в рабочих диапазонах массового расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;
- измерение объемной доли воды в нефти;
- контроль метрологических характеристик рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- контроль метрологических характеристик и поверка СРМ по передвижной поверочной установке на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и вычислений, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН в виде цифро-буквенного обозначения, состоящий из арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, закрепленную на блок-боксе СИКН, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Пломбирование СИКН не предусмотрено. Пломбирование средств измерений, входящих в состав системы измерений, выполняется в соответствии с утвержденным типом этих средств измерений.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКН отсутствует.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора СИКН.

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	ИБК OMNI 6000 основной	ИБК OMNI 6000 резервный	CalcPov.dll	CalcOil.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.04	24.75.04	2.0.0.1	2.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	9111	9111	A1BBEAF4	8DCAF15C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—	—	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти *, т/ч	от 15,3 до 34,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	товарная нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 0,6
Физико-химические свойства нефти: – плотность нефти в рабочих условиях – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	от 850,0 до 950,0 1,0 0,05 900
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ⁺³⁸ _{–57} (трехфазное) 220 ⁺²² _{–33} (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды в блок-боксе, °С – температура окружающей среды в операторной, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 от +18 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Татех» при НПС-1 ООО «ППН-Сервис»	–	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Татех» при НПС-1 ООО «ППН-Сервис». Руководство по эксплуатации	ЭТП 354.130.00.00-РЭ	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Татех» при НПС-1 ООО «ППН-Сервис». Паспорт	ЭТП 354.130.00.00-ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти АО «Татех» при НПС-1 ООО «ППН-Сервис»», регистрационный номер ФР.1.29.2023.45868.

Нормативные и технические 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» (пункт 6.1.1);

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

Техническая документация ООО «Татинтек».

Изготовитель

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

ИНН 1644055843

Адрес: 423458, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Р. Фахретдина, д. 62

Телефон: (8553) 31-47-07, факс: (8553) 31-47-09

Web-сайт: <http://www.tatintec.ru>

E-mail: info@tatintec.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1282

Регистрационный № 80442-20

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности (прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин.;
- сбор и передачу журналов событий счетчиков в базу данных ИВК;
- автоматическое выполнение измерений времени и ведение единого времени в составе СОЕВ АИИС КУЭ;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений (приращений электроэнергии прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин.;

- хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений информации о состоянии средств измерений («Журнал событий»);
- обработка, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте (с электронной подписью);
- по запросу коммерческого оператора дистанционный доступ к результатам измерений, данным журналов событий на всех уровнях АИИС КУЭ;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи и восстановления питания.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных через удаленный АРМ ЭСО в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были

скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Лорис, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КВЛ 10 кВ Л-9	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 59870-15	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Пашковская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ПШ-101	ТВЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС 110 кВ Хутор Ленина, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ ХЛ-9	ТПЛ-10-М 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
4	2ЦРП-10 кВ № 1250п, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-204	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
5	2ЦРП-10 кВ № 1250п, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-304	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
6	ЩУ 0,4 кВ Вагона-диспетчерской, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВРУ-1 0,4 кВ Гостиницы, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
8	РП 0,4 кВ КДП, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
9	ЩУ 0,4 кВ Диспетчера ТТУ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
10	ЩУР 0,4 кВ Магазины «Гастроном», ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
11	РП-16 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
12	РП-6 0,4 кВ Здание АО «Почта России», ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
13	РТП-10 кВ № 1114п, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 11, КЛ 10 кВ ф. 11	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
14	2БКТП-10 кВ КНС № 1, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, QF-7, КЛ-1 0,4 кВ Иртыш-СК	Т-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ТП-10 кВ № 1177п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ОРЛ-А	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
16	ТП-10 кВ № 1177п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ОРЛ-А	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
17	ТП-10 кВ № 1187А, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ СДП-046	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
18	ТП-10 кВ № 1187А, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ГРМ-046	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
19	ТП-10 кВ № 1188п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ОПРС	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
20	ТП-10 кВ № 1188п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ОПРС	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
21	ТП-10 кВ № 1197А, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ СДП-226	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
22	ТП-10 кВ № 1197А, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ СДП-226	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
23	ТП-10 кВ № 1288п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Панель № 5	Т-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5S	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

		Рег. № 71031-18				
--	--	-----------------	--	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ТП-10 кВ № 1288п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Панель № 2	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
25	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Р-16, ЛЭП 0,4 кВ Склада	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
26	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Р-31, КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
27	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Р-11, КЛ 0,4 кВ Евразия	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
28	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Р-6, ВКЛЭП 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
29	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ ООО «Инвестком», ЛЭП 0,4 кВ Инвестком	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
30	ТП-10 кВ № 199п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
31	ТП-10 кВ № 199п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	БКТП-10 кВ № 2447П, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 ф. 1	ТОЛ 15/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
33	БРТП-10 кВ № 2427П, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-103	ТЛК 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
34	БРТП-10 кВ № 2427П, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-202	ТЛК 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
35	ТП-10 кВ № 447П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-2 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ЩС-5	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
36	ТП-10 кВ № 447П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-2 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ЩС-5	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
37	ТП-10 кВ № 471П, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Р-6, ЛЭП 0,4 кВ Складских помещений	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
38	ТП-10 кВ № 613П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ Агрегатная КДП, КЛ-0,4 кВ ВРЩ-1	ТОП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
39	ТП-10 кВ № 613П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ Агрегатная КДП,	ТОП-0,66 300/5	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0		активная

	КЛ-0,4 кВ ВРЩ-2	Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14		Рег. № 47560-11		реактивная
Продолжение таблицы 2						
1	2	3	4	5	6	7
40	КТПК 10 кВ ДМРЛ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
41	КТПК 10 кВ ДМРЛ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
42	ЩС-2 0,4 кВ Кухни цеха бортпитания, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
43	ЩС-1 0,4 кВ Ресторана «Кубань», ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
44	ЩС-1 0,4 кВ Лавашной, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
45	ЩС-1 0,4 кВ Кафе «Под парашютом», ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
46	ЩС-1 0,4 кВ Склада ресторана, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
47	2ЦРП-10 кВ № 1250, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Р-25, КЛ-2 0,4 кВ Иртыш-СК	Т-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
48	ПС 110 кВ Южная, РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ю-303	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
49	ПС 110 кВ Южная, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ю-204	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
50	ПС 110 кВ Адлер, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ А-339	ТЛП-10 500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
51	ПС 110 кВ Адлер, РУ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ А-446	ТЛП-10 500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
52	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ2 0,4 кВ АО «Почта России»	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
53	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф1	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
54	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф2	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
55	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 8, КЛ 10 кВ Ф1	ТПУ 4 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17085-98	ТЭС 4 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 17080-98	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
56	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 13, КЛ 10 кВ	ТПУ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51368-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
57	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 29, КЛ 10 кВ Ф2	ТПУ 4 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17085-98	ТЭС 4 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 17080-98	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
58	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 24, КЛ 10 кВ	ТПУ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51368-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
59	ТП ГРМ60 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод Т-1	ТСН 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
60	ТП ГРМ60 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод Т-2	ТСН 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
61	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, КЛ 0,4 кВ Сочинское ЛУ МВД на транспорте	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
62	ТП А202 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 11, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 75/5	НАМИТ-10 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0		активная

		Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Рег. № 36697-12		реактивная
--	--	--------------------------------	-------------------------------	-----------------	--	------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	ТП А202 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 12, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
64	ТП А329 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ВУ 0,4 кВ Мойка, ВЛИ 0,4 кВ Мойка	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
65	ТП А329 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, руб. № 1, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
66	ТП А329 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, руб. № 4, КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
67	ГРЩ 1 0,4 кВ ООО «Аэропорт Девелопмент», СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
68	ЩУ 1 0,4 кВ ООО «Аэропорт Девелопмент» (сварочный цех литер «Б»), СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
69	ТП МФ 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод Т-1	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57564-14	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
70	ТП А124, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, руб. № 7, КЛ 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0		активная

				Рег. № 47560-11		реактивная
--	--	--	--	-----------------	--	------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
71	ВРУ 1 0,4 кВ Цеха бортового питания, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
72	ВРУ 2 0,4 кВ Цеха бортового питания, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Фидер-3	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
73	ТП А144 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод Т-1	ТШП-0,66 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
74	ТП А144 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод Т-2	ТШП-0,66 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
75	ЩС 0,4 кВ ООО «АРВИКА», СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ООО «АРВИКА»	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
76	ВРУ 0,4 кВ ЗВАП, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
77	ВРУ 0,4кВ Пункта налива, Ввод 1 0,4кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22656-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
78	ВРУ 0,4кВ Пункта налива, Ввод 2 0,4кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22656-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
Примечания 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1; 2; 55 - 58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,1	5,6
3; 33; 34; 48 - 51; 62; 63 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
4; 5; 13; 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,6	2,3	3,3
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
6; 9; 10; 12; 17 - 22; 28; 29; 37; 42; 44 - 46; 52 - 54; 61; 64; 70; 75; 76 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,6	2,8	2,8
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,6	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	2,9	3,1	3,1
7; 8; 11; 14 - 16; 24; 26; 27; 30; 31; 35; 36; 38 - 41; 43; 47; 65; 67; 68; 71; 72 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,1	3,0	5,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,1	3,2	5,5
23; 66; 77; 78 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,5	2,1	3,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,3	3,2	5,5
32 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,1	5,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,2	3,3	5,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
59; 60 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,3	3,2	5,5
69; 73; 74 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,1	3,0	5,4
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 21 до плюс 25 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1; 2; 55 - 58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,3	4,0
3; 33; 34; 48 - 51; 62; 63 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
4; 5; 13; 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,9	2,1	4,1	3,7
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
6; 9; 10; 12; 17 - 22; 28; 29; 37; 42; 44 - 46; 52 - 54; 61; 64; 70; 75; 76 (Счетчик 2,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,1	5,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	5,4	5,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	2,5	2,5	5,4	5,4
7; 8; 11; 14 - 16; 24; 26; 27; 30; 31; 35; 36; 38 - 41; 43; 47; 65; 67; 68; 71; 72 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,2	3,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
23; 66; 77; 78 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,7	2,0	4,0	3,6
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
32 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,3	4,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
59; 60 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
69; 73; 74 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,2	3,9

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 21 до плюс 25 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	78
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +21 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	85 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТЛЮ-10	13
Трансформатор тока	Т-0,66	27
Трансформатор тока	ТОП-0,66	33
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТТИ	18
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТЛК	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТРУ 4	6
Трансформатор тока	ТСН	6
Трансформатор тока	ТРУ	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	9
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	9

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ТЭС 4	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	19
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236	44
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230	11
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	PowerEdge R240	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	АСВЭ 280.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар» (АИИС КУЭ АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар»)), аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

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 «КЭС» (ООО «КЭС»)

ИНН: 2308138781

Адрес: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1

Телефон: (861) 268-92-78

Web-сайт: <https://www.kes-krd.ru>

E-mail: kes@mail.kes23.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.