

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91529-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 1000 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки с наружной теплоизоляцией, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабской цифры, нанесен типографским способом на информационную табличку резервуара. Табличка крепится к люку резервуара.

Резервуар РВС-1000 с заводским номером 1 расположен на территории Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» по адресу: 198096, г. Санкт-Петербург, ул. Корабельная, д. 4.

Общий вид резервуара РВС-1000 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара PBC-1000 № 1

Пломбирование резервуара PBC-1000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Ленинградское строительно - монтажное управление Севзапэнергомонтаж» (ЗАО «ЛСМУ СЗЭМ»)

ИНН 7820008610

Юридический адрес: 189620, г. Санкт-Петербург, г. Пушкин, ул. Церковная, д.46

Телефон: +7 (812) 470-04-06

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Ленинградское строительно - монтажное управление Севзапэнергомонтаж» (ЗАО «ЛСМУ СЗЭМ»)

ИНН 7820008610

Адрес: 189620, г. Санкт-Петербург, г. Пушкин, ул. Церковная, д.46

Телефон: +7 (812) 470-04-06

Испытательный центр

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

Адрес места осуществления деятельности: 420127, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Побежимова, д. 36, помещ. №1001

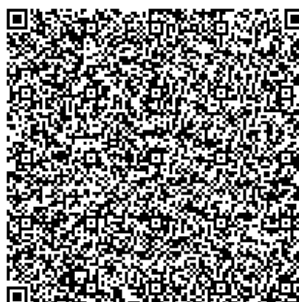
Юридический адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9196969693

Факс: +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91530-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» 8-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» 8-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 6-17, 19-22, 27 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующие УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД с часами сервера более ± 1 с.

Для ИК №№ 6-17, 19-22, 27 сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиками (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД более ± 2 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «НЭСК» 8-я очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 32-02 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3cce41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав 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- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	КРУН-5 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-15	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,5
		ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Реак- тивная	2,5	5,9
2	КРУН-3 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-19				ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С			ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—
		Реак- тивная	2,5	5,9						
3	КРУН-4 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-20	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,5
									Реак- тивная	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	КРУН-1 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-23	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9
5	КРУН-2 10 кВ, ввод КЛ-10 кВ Ф-54	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9
6	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
7	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
8	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ РА-3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
9	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ РА-7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ РА-11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
11	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ РА-13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
12	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ РА-17	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
13	ПС 110 кВ Радуга, КРУН-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ РА-21	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
14	ПС 110 кВ Радуга, ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,8
15	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. № 69, КЛ-6 кВ Ф-17	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. № 14, КЛ-6 кВ Город-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
17	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. № 50, КЛ-6 кВ Город-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
18	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. № 48, КЛ-6 кВ Город-4	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9
19	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S 4000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9
20	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S 4000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9
21	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S 4000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	ПС 110 кВ Химзавод, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S 4000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9
23	ВЛ-6 кВ Ф-3, оп. б/н, ПКУ-1 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 69605-17 Фазы: А-В; В-С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
24	ВЛ-6 кВ Ф-4, оп. б/н, ПКУ-2 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 69605-17 Фазы: А-В; В-С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
25	ВЛ-6 кВ Ф-8, оп. б/н, ПКУ-3 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 69605-17 Фазы: А-В; В-С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
26	ПС 10 кВ КП-9, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
27	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. Город	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
28	ТП-1-РА-3 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, ввод ВЛ-6 кВ от ТП-7 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 УХЛ-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
29	ТП-7 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. Администрация	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	—			Актив- ная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,8
30	ТП-73 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ от ТП-13	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
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 ИК №№ 1-5, 18-22 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	30
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-5, 18-22 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-5, 18-22 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 90000 2 220000 2 70000 2 45000 2 113060 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	10
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	20
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6
Трансформаторы тока	ТОП-М-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока шинные	ТЛШ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	7
Трансформаторы напряжения	НОЛП-НТЗ-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66УЗ	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ-2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	23
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL380G7	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЕКМН.466453.022-15.2ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «НЭСК» 8-я очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН 2308091759

Юридический адрес: 350049, г. Краснодар, ул. Красных Партизан, д. 192, оф. 802

Телефон: (861) 992-70-00

Факс: (861) 992-70-55

Web-сайт: www.nesk.ru

E-mail: nesk@nesk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН 2308091759

Адрес: 350049, г. Краснодар, ул. Красных Партизан, д. 192, оф. 802

Телефон: (861) 992-70-00

Факс: (861) 992-70-55

Web-сайт: www.nesk.ru

E-mail: nesk@nesk.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91531-24

Лист № 1
Всего листов 26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «РКС-Тамбов»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «РКС-Тамбов» 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.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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 за период 0,02 с. 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.

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

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 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.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других 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 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 расхождении шкалы времени счетчика от шкалы 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 002 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «РКС-Тамбов».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 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	ТП-412 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
2	ТП-412 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
3	ВРУ-0,4 кВ скважин № 9, № 29, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
4	ТП-241 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
5	ВРУ-0,4 кВ скважина № 59, ввод 0,4 кВ	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
6	ВРУ-0,4 кВ скважина № 9а, ввод 0,4 кВ	ТТИ 100/5 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
7	ВРУ-0,4 кВ скважина № 10, ввод 0,4 кВ	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УССБ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
8	ТП-84 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
9	ТП-84 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
10	ВРУ-0,4 кВ скважина № 31, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
11	ВРУ-0,4 кВ скважина № 33, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
12	ВРУ-0,4 кВ скважина № 37, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
13	ВРУ-0,4 кВ скважина № 63, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВРУ-0,4 кВ скважина № 42, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
15	ТП-325 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
16	ТП-325 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
17	ТП-283 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
18	ТП-293 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
19	ТП-294 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
20	ВРУ-0,4 кВ скважина № 47, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ТП-0203 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 12	ТПЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71808-18	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
22	ТП-0203 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 46	ТПЛ-СЭЩ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71808-18	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
23	ТП-0283 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 7	ТОЛ 10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
24	ТП-0283 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 3	ТОЛ 10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
25	ТП-0311 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
26	ТП-0311 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 12	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
27	ТП-0311 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ яч. 8	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16		Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ТП-336 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51679-12	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
29	ТП-336 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 14	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51679-12	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
30	ТП-336 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 12	ТПЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71808-18		Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
31	ВРУ-0,4 кВ ВЗУ Пехотка, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
32	ВРУ-0,4 кВ скважин № 1, № 2, ввод 0,4 кВ	ТТН 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
33	ТП-45 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 3	ТЛК-СТ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная реактивная
34	ТП-45 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ № 1 в сторону ВРУ-0,4 кВ МУП Тамбовтеплосервис	ТТЕ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ТП-45 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ № 2 в сторону ВРУ-0,4 кВ МУП Тамбовтеплосервис	ТТЕ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
36	ТП-0268 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТОЛ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
37	ТП-0268 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 10	ТОЛ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11		Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
38	ПС-1 35 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 6	ТПЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71808-18	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
39	ТП-0178 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная реактивная
40	ТП-46 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
41	ТП-46 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5S 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
42	ВРУ-0,4 кВ ЦНС Ст. Разина 6, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
43	ВРУ-0,4 кВ ПНС Энгельса 5, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
44	ВРУ-0,4 кВ ПНС К. Маркса 45, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
45	ВРУ-0,4 кВ ПНС К. Маркса 176, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
46	ВРУ-0,4 кВ ПНС Базарная 117/50, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
47	ВРУ-0,4 кВ ПНС Пензенская 67/12, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
48	ВРУ-0,4 кВ ПНС Советская 119, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
49	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 112, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
50	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 130, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		активная реактивная
51	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 195, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
52	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 203, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
53	ВРУ-0,4 кВ ПНС б. Энтузиастов 30б, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
54	ВРУ-0,4 кВ ПНС Магистральная 13, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
55	ВРУ-0,4 кВ ПНС Магистральная 1, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
56	ВРУ-0,4 кВ ПНС Полынковская 59, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
57	ВРУ-0,4 кВ ПНС Астраханская 187, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
58	ВРУ-0,4 кВ ПНС Чичерина 10, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
59	ВРУ-0,4 кВ ПНС Интернациональная 47, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
60	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 2а, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
61	ВРУ-0,4 кВ ПНС Весенняя 7, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
62	ВРУ-0,4 кВ ПНС Северо-Западная 14, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
63	ВРУ-0,4 кВ ПНС Чичерина 11, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
64	ВРУ-0,4 кВ ПНС Полынковская 65а, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		активная
65	ВРУ-0,4 кВ КНС-2 (Динамо), ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		реактивная
66	ВРУ-0,4 кВ КНС-4 (И. Франко), ввод 0,4 кВ № 1	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная
67	ВРУ-0,4 кВ КНС-4 (И. Франко), ввод 0,4 кВ № 2	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		реактивная
68	ВРУ-0,4 кВ КНС-6 Жигалка, ввод 0,4 кВ	ТТИ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-07 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная
69	ВРУ-0,4 кВ КНС-16 (Мичуринская), ввод 0,4 кВ № 1 от ТП-240 6 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
70	ВРУ-0,4 кВ КНС-16 (Мичуринская), ввод 0,4 кВ № 2 от ТП-240 6 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
71	ВРУ-0,4 кВ КНС-МЖК (Астраханская), ввод 0,4 кВ	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-07	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
72	ВРУ-0,4 кВ КНС Пехотка, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
73	ВРУ-0,4 кВ КНС ГАИ (Советская), ввод 0,4 кВ	ТТИ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
74	ВРУ-0,4 кВ КНС Красносельская, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
75	ВРУ-0,4 кВ УФНС России по Тамбовской области (гаражи), ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная
76	ВРУ-0,4 кВ СНТ Коммунальник, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11		активная реактивная
77	ВРУ-0,4 кВ ГСК Ока-1, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
78	ВРУ-0,4 кВ СНТ Стройконструкция, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
79	ВРУ-0,4 кВ ГСК Радуга, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11		реактивная
80	ВРУ-0,4 кВ МБУ Дирекция благоустройства, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11		активная
81	ВРУ-0,4 кВ ЦНС № 1, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,22 кВ в сторону ВРУ-0,22 кВ Норской А.С.	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19		реактивная
82	ВРУ-0,4 кВ скважин № 40, № 41, № 42, № 39, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная
83	ВРУ-0,4 кВ скважина № 32, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		реактивная
84	ВРУ-0,4 кВ ПНС Сабуровская 2Г, ввод 0,4 кВ	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная
85	ВРУ-0,4 кВ ПНС Советская 187А, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
86	ВРУ-0,4 кВ КНС Ревтруд, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная
						реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
87	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 114, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
88	ВРУ-0,4 кВ скважина № 53, ввод 0,4 кВ	ТТИ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		реактивная
89	ВРУ-0,4 кВ ПНС Свободная 10А, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
90	ВРУ-0,4 кВ ПНС Чичерина 62Б, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
91	ВРУ-0,4 кВ ПНС Чичканова 131, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
92	ВРУ-0,4 кВ КНС Пригородный лес, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
93	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 142, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная
94	ВРУ-0,4 кВ ПНС Магистральная 33, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
95	ВРУ-0,4 кВ КНС Ахлябиновская роща, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
						реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
96	ВРУ-0,4 кВ ПНС Пионерская 5В, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
97	ВРУ-0,4 кВ ПНС Агапкина 12, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
98	ВРУ-0,4 кВ ПНС Московская 29, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
99	ВРУ-0,4 кВ ПНС Пензенская 57, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
100	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 136, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
101	ВРУ-0,4 кВ ПНС Киквидзе 73, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
102	ВРУ-0,4 кВ ПНС Тулиновская 20, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
103	ВРУ-0,4 кВ КНС Агапкина 23, ввод 0,4 кВ	ТТН 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		реактивная
104	ВРУ-0,4 кВ ПНС Студенческая набережная 11, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		активная
105	ВРУ-0,4 кВ ПНС Астраханская 12, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
106	ВРУ-0,4 кВ ПНС Глазкова 5, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
107	ВРУ-0,4 кВ ПНС Киквидзе 108, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
108	ВРУ-0,4 кВ ПНС А. Бебеля 16, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
109	ВРУ-0,4 кВ КНС Гиляровского, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
110	ВРУ-0,4 кВ ПНС Ореховая 6, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		активная
111	ВРУ-0,4 кВ ПНС Агапкина 17, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
112	ВРУ-0,4 кВ ПНС Интернациональная 36, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
113	ВРУ-0,4 кВ ПНС Володарского 12, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
114	ВРУ-0,4 кВ ПНС Комсомольская 37, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		активная
115	ВРУ-0,4 кВ ПНС Агапкина 18, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
116	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 169, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
117	ВРУ-0,4 кВ ПНС Мичуринская 185, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
118	ВРУ-0,4 кВ ПНС Бастионная 24А, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
119	ВРУ-0,4 кВ ПНС Агапкина 11, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
120	ВРУ-0,4 кВ ПНС Никифоровская 40, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
121	ВРУ-0,4 кВ ПНС Красноармейская 13, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
122	ВРУ-0,4 кВ ПНС Рабочая 39, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
123	ВРУ-0,4 кВ ПНС Рылеева 71Д, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
124	ВРУ-0,4 кВ ПНС Советская 198, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
125	ВРУ-0,4 кВ ПНС Чичканова 91, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
126	ВРУ-0,4 кВ ПНС Астраханская 175/15, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
127	ВРУ-0,4 кВ КНС АРТИ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		реактивная
128	ВРУ-0,4 кВ ПНС Агапкина 19, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
129	ВРУ-0,4 кВ ПНС Агапкина 9, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
130	ВРУ-0,4 кВ ПНС Тулиновская 5, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
131	ВРУ-0,4 кВ КНС Пролетарская 112, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		реактивная
132	ВРУ-0,4 кВ ПНС Интернациональная 69А, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная
						реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
133	ВРУ-0,4 кВ ПНС Рылеева 77, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
134	ТП-4 6 кВ НС 1 подъем п. Н. Ляды, РУ-0,4 кВ, резервный ввод 0,4 кВ	ТТИ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		реактивная 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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		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 - 9; 11 - 20; 32; 42; 65 - 73; 82 - 84; 86; 88; 93; 103 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,3	5,6
10; 31; 34; 35; 40; 41 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,6	2,3	3,2
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
21; 22; 30; 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,7	2,5	3,5
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
23 - 29; 36; 37 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,4	5,7
33; 39 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,1	1,7	3,0	1,2	1,8	3,0
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
43 - 64; 74 - 80; 85; 87; 89 - 92; 94 - 102; 104 - 133 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,8	3,4	3,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
81 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
134 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,01I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %			
		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$		$\cos \varphi = 0,8$	
1	2	3	4	5	6	7	8
1 - 9; 11 - 20; 32; 42; 65 - 73; 82 - 84; 86; 88; 93; 103 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	1,8	1,3	3,7	3,5		
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	2,4	1,6	4,0	3,6		
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	4,3	2,6	5,4	4,2		
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	4,5	2,9	5,5	4,3		
10; 31; 34; 35; 40; 41 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	1,8	1,3	3,7	3,5		
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,8	1,3	3,7	3,5		
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	2,4	1,6	4,0	3,6		
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	2,7	2,0	4,2	3,8		
	$0,02I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	4,5	2,9	5,5	4,3		
21; 22; 30; 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	2,6	1,8	4,2	3,7		
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	2,9	2,1	4,3	3,9		
	$0,02I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	4,6	3,0	5,6	4,4		
23 - 29; 36; 37 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	2,1	1,5	3,9	3,6		
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	2,6	1,8	4,2	3,7		
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	4,4	2,7	5,5	4,2		
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	4,6	3,0	5,6	4,4		
33; 39 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	1,9	1,2	2,4	2,0		
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,9	1,2	2,4	2,0		
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	2,4	1,5	2,9	2,2		
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	2,6	1,8	3,0	2,4		
	$0,02I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	4,4	2,7	4,7	3,1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
43 - 64; 74 - 80; 85; 87; 89 - 92; 94 - 102; 104 - 133 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
81 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
134 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,5	4,3

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

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 $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от $+5$ до $+40$ °С.
 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	134
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - 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 $I_{\text{макс}}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - 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 $I_{\text{макс}}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до $+40$ от $+5$ до $+40$ 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	3
Сервер АИИС КУЭ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

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 тока и 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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	87
Трансформатор тока	ТТИ	33
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	8
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТОЛ	10
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	2
Трансформатор тока	ТТЕ	6
Трансформатор тока	ТТН	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 УЗ	5
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НТМИ	1
Счетчик электрической энергии	Меркурий 230	96
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	30
Счетчик электрической энергии	СЭБ-1ТМ.03Т	1
Счетчик электрической энергии	Меркурий 236	6
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МД	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V Virtual Machine	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 295.00.000 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 (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «РКС-Тамбов», 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».

Правообладатель

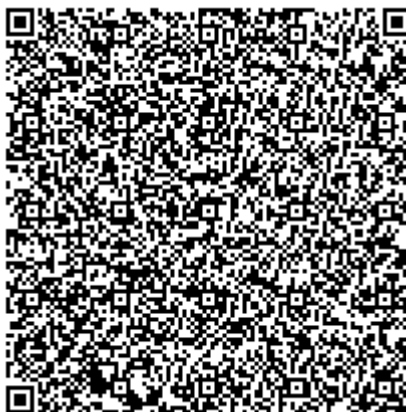
Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»)
ИНН 3328454924
Юридический адрес: 600017, г. Владимир, ул. Батурина, д. 30, оф. 404.405

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91532-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Магистральная (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 505. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Магистральная - Средний Балык	ТВГ-220 кл.т. 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 39246-08	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 КТН = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77918-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОВ-220 кВ	ТВ-220/25 кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 3191-72	1ТН-220: НКФ 220-58 кл.т. 0,5 КТН = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77918-20 2ТН-220: НКФ-220-58 ХЛ1 кл.т. 0,5 КТН = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 79104-20 НКФ 220-58 кл.т. 0,5 КТН = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78970-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 110 кВ Магистральная - Святогор I цепь с отпайками	ТВ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
4	ВЛ 110 кВ Магистральная - Святогор II цепь с отпайками	ТВ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 32123-06	НКФ-110 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ВЛ 110 кВ Магистральная - Святогор IV цепь с отпайкой на ПС Южный Балык	ТВ кл.т. 0,5S КТТ = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ-110 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	ВЛ 110 кВ Магистральная - Спутник I цепь	ВСТ кл.т. 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 17869-05	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ВЛ 110 кВ Магистральная - Спутник II цепь	ВСТ кл.т. 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 17869-05	НКФ-110 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ Магистральная - Кинтус I цепь с отпайками	ТВ кл.т. 0,5S КТТ = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110 кВ Магистральная - Кинтус II цепь с отпайками	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
10	ВЛ 110 кВ Магистральная - Петелинская	ТВ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32123-06	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ОВ-110 кВ	ТВ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 32123-06	1ТН-110: НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19 2ТН-110: НКФ-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-06 НКФ 110-57 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 10 кВ Магистральная - НПС-2-1	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 89832-23	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ВЛ 10 кВ Магистральная - НПС-2-2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 89832-23	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ВЛ 10 кВ Магистральная - НПС-3-1	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 89832-23	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ВЛ 10 кВ Магистральная - НПС-3-2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 45040-10 ТОЛ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 47959-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
16	ЛР-10 НПС-4-1	ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НОМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 363-49	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ЛР-10 НПС-4-2	ТШЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 48925-12 ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	КЛ 0,4 кВ Ростелеком-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	КЛ 0,4 кВ Ростелеком-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		
20	КЛ 0,4 кВ Северное волокно-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		
21	КЛ 0,4 кВ Северное волокно-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		

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, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2, 6, 7, 16, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3 – 5, 8 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	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
12 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	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
18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
19 – 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
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	2	3	4	5	6
1, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
2, 6, 7, 16, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3 – 5, 8 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
12 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,5	1,0	1,0
18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
19 – 21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2, 6, 7, 16, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3 – 5, 8 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
12 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
19 – 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
2, 6, 7, 16, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3 – 5, 8 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
12 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,3	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
19 – 21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
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

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

Надежность системных решений:

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

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на 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
1	2	3
Трансформатор тока	ТВГ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-220/25	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ	21 шт.
Трансформатор тока	ВСТ	6 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	7 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	1 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	5 шт.
Трансформатор тока	ТШЛП-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОП	12 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	5 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 ХЛ1	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	5 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-10	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	21 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТОPAZ IEC DAS	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.ЗС9.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Магистральная». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 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

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

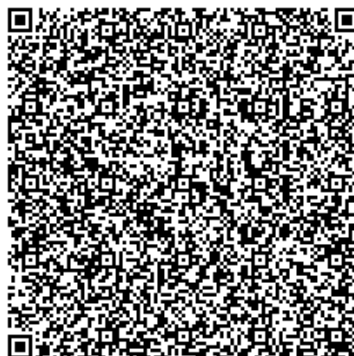
Адрес: 141401, Московская обл., г.о Химки, г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91533-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Центролит (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает 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 в себя 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 «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую 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 UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи).

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

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервере 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 программно-аппаратный комплекс ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом 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 562. 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.

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
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

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	ЗРУ-10 кВ, яч. 16, КЛ-10кВ Ф-16 КЛС-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ЗРУ-10 кВ, яч. 43, КЛ-10 кВ Ф-43 КЛС-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=1000/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
3	ЗРУ-10 кВ, яч.42, КЛ-10 кВ Ф-42 Энерголин	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
4	ЗРУ-10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ Ф-7 АО ТФ "Ватт" (КЛ-10 кВ Ф-7 ГОС)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ЗРУ-10 кВ, яч 50, КЛ-10 кВ Ф-50 ГНС	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ЗРУ-10 кВ, яч 12, КЛ-10 кВ Ф-12 Центролит сервис	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
7	ЗРУ-10 кВ, яч.54, КЛ- 10кВ Ф-54 СЗССП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
8	ЗРУ-10 кВ, яч.5, КЛ-10кВ Ф-5 СЗССП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
9	ЗРУ-10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ Ф-8 АО ТФ "Ватт" (КЛ-10 кВ Ф- 8 ГОС)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
10	ЗРУ-10 кВ, яч 33, КЛ-10 кВ Ф-33 МДС	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ЗРУ-10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ Ф-15 СЗЛК	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
12	ЗРУ-10 кВ, яч 47, КЛ-10 кВ Ф-47 ЗАО Цветлит	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =300/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
13	ЗРУ-10 кВ, яч 24, КЛ-10 кВ Ф-24 Завод КПП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =600/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
14	ЗРУ-10 кВ, яч 41, КЛ-10 кВ Ф-41 Завод КПП	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =600/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
15	ЗРУ-10 кВ, яч 38, КЛ-10 кВ Ф-38 ГРС	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
16	ЗРУ-10 кВ, яч 44, КЛ-10 кВ Ф-44 Мусоросорти ровочный комплекс 2 (КЛ-10 кВ Ф-44 СМПК)	ТЛК кл.т. 0,5S К _{ТТ} =100/5 рег.№ 42683-09	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	ЗРУ-10 кВ, яч 13, КЛ-10 кВ Ф-13 Мусоросорти ровочный комплекс 1 (КЛ-10 кВ Ф-13 СМПК)	ТЛК кл.т. 0,5S Ктт=100/5 рег.№ 42683-09	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
18	ЗРУ-10 кВ, яч. 52, КЛ-10 кВ Ф-52 КЛС-3	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2S Ктт=1500/5 рег.№ 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
19	ЗРУ-10 кВ, яч. 9, КЛ-10 кВ Ф-9 КЛС-4	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2S Ктт=1500/5 рег.№ 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
20	ЗРУ-10 кВ, яч 28, КЛ-10 кВ ф. 28 ЭМ- КАТ	ТОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 69606-17	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
21	ЗРУ-10 кВ, яч 48, КЛ-10 кВ ф. 48 ЭМ- КАТ	ТОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 69606-17	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Саранская - Центролит с отпайкой на ПС Тепличное	TG245N кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 рег.№ 75894-19	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 Ктн = 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 14626-95	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1 – 17, 20 – 21 (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
18, 19, 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
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 – 17, 20 – 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5
18, 19, 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	2,3	2,0	1,6	1,6
	0,5	1,7	1,5	1,3	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1 – 17, 20 – 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
18, 19, 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 17, 20 – 21	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
18, 19, 22	0,8	3,8	3,7	3,5	3,5
(ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,5	3,4	3,3	3,3	3,3
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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ZMD: - 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 Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	35000 72 55000 10000 45
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 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	ТЛО-10	30
Трансформатор тока	ТЛК	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформатор тока	TG245N	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	22
УСПД	TK16L.31	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.562.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 Центролит. 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

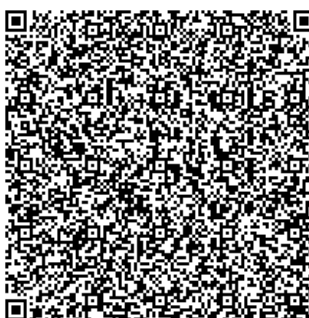
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

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 «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91534-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Рузаевка (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает 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 в себя 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 «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую 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 UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи).

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

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервере 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 программно-аппаратный комплекс ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом 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 563. 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.

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

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

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	ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.113, КВЛ-10 кВ ООО Мясо- перерабатыва- ющий комплекс Атяшевский	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт= 400/5 рег.№ 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10-2 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 35955-07	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.413, КВЛ-10 кВ ООО Мясо- перерабатыва- ющий комплекс Атяшевский	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт= 400/5 рег.№ 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10-2 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 35955-07	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

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 (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
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, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5
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, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5

Продолжение таблицы 3

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, °C: - 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, °C: - 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 ZMD (рег.№ 22422-07): - 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	35000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45

Продолжение таблицы 4

1	2
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 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	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10-2	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	2
УСПД	TK16L	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.563.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 Рузаевка. 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 «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91535-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хопер (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 1009237-АКУ. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	КЛ 110 кВ Хопер - Саратовбиотех-1	ТВ-110* кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 60746-15	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	TK16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	КЛ 110 кВ Хопер - Саратовбиотех-2	ТВ-110* кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 60746-15	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

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 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
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, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
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, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Dialog ZMD: - средний срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	30 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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на 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
Трансформатор тока	ТВ-110*	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Dialog ZMD	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	1009237-АКУ.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хопер». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители перемещений (деформаций) контактные длинноходовые ИПК-Д

Назначение средства измерений

Измерители перемещений (деформаций) контактные длинноходовые ИПК-Д (далее по тексту - измерители) предназначены для измерений продольных перемещений (деформаций) образцов и изделий из различных материалов в процессе испытания их на растяжение или сжатие.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на преобразовании удлинения испытываемого образца или изделия в процессе нагружения в электрический сигнал, пропорциональный деформации образца. Полученный сигнал обрабатывается в микропроцессорном контроллере, а результаты измерений перемещений (деформаций) выводятся на устройство ввода - вывода.

Конструктивно измерители состоят из модуля измерений перемещений (деформаций), цифрового микропроцессорного измерительного модуля и устройства ввода-вывода.

Обработка и визуализация измерительной информации от преобразователей перемещений (деформаций) осуществляются с помощью цифрового микропроцессорного измерительного модуля и устройства ввода-вывода.

В качестве устройства ввода-вывода результатов измерений перемещений (деформаций) используют персональный компьютер (далее - ПК) со специализированным программным обеспечением или (и) панель оператора или прочее для визуального отображения информации. Устройство ввода-вывода может иметь принадлежность к испытательной машине или представлять собой отдельно расположенное периферийное устройство.

Измерители оснащены измерительными щупами с установочными элементами для фиксации на испытываемом образце или изделии. С помощью следящих систем электроприводов предусмотрена возможность автоматического режима управления измерителями, открытие и закрытие измерительных щупов.

Корпус измерителей может быть изготовлен в разных формах, а также окрашиваться в цвета по заказу заказчика, которые могут отличаться от формы и цвета, изображенных на рисунках 1 - 5.

Измерители выпускаются в 5 модификациях: I; II; III; IV; V, которые в свою очередь делятся на модели, отличающиеся друг от друга базовой длиной, диапазоном измерений и допустимой погрешностью измерений.

Модификации измерителей имеют обозначение *ИПК-Д-А-В-С*, где

ИПК-Д - измеритель перемещений (деформаций) контактный длинноходовой;

А - конструктивное исполнение (I; II; III; IV; V);

В - наибольший предел измерений перемещений (деформаций), мм;

С - исполнение по точности измерений (0,5; 1; 2) для модификаций: III; IV; V.

Идентификация измерителей осуществляется методом визуального осмотра корпуса измерителя и расположенной на нем маркировочной таблички, отображающей информацию о типе, модификации, наименовании изготовителя, дате изготовления, заводском номере, знаке утверждения типа. Заводской номер в числовом и буквенном формате, а также знак утверждения типа СИ, наносится на маркировочную табличку, расположенную на корпусе измерителя, методом офсетной печати (место нанесения маркировочной таблички на примере измерителей исполнения I и II приведено на рисунках 1 и 2). Пример маркировочной таблички с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлен на рисунке 6.

Общий вид измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д представлен на рисунках 1-5.

Пломбировка измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено.

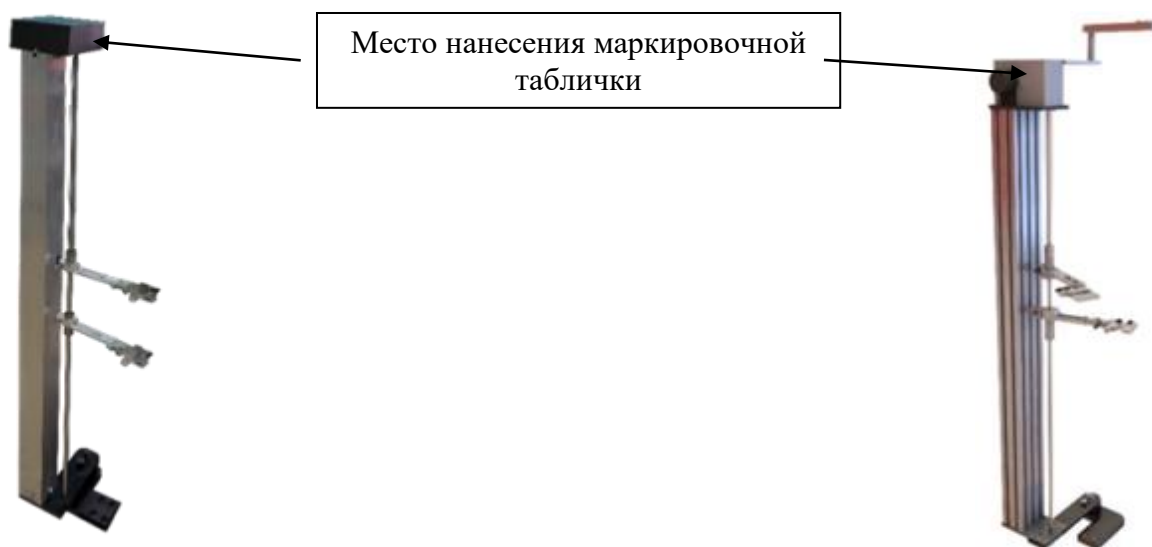


Рисунок 1 – Общий вид измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д исполнения I

Рисунок 2 – Общий вид измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д исполнения II



Рисунок 3 – Общий вид измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д исполнения III



Рисунок 4 – Общий вид измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д исполнения IV



Рисунок 5 – Общий вид измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д исполнения V



Место нанесения
знака утверждения
типа

Место нанесения
заводского номера

Рисунок 6 – Общий вид маркировочной таблички измерителей перемещений (деформаций) контактных длинноходовых ИПК-Д

Программное обеспечение

Для работы с измерителями используются метрологически значимые программные обеспечения (далее – ПО) «М-Test» или «М-Test АСУ», устанавливаемые на локальном ПК и «MTest View», устанавливаемое на панели оператора для управления измерителем, обработки и хранения результатов измерений.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	«M-Test»	«M-Test ACY»	«MTest View»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.30	не ниже 3.00	не ниже V1.3

Защита ПО и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики измерителей ИПК-Д-I (II)

Наименование характеристики	Значения
Диапазон измерений перемещений (деформаций), мм*	от 0 до 2000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещений (деформаций) в диапазоне от 0 до 10 мм включ., мм	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещений (деформаций) в диапазоне св. 10 мм до наибольшего предела измерений, %	$\pm 0,5$
Примечание: * Значение наибольшего предела измерений перемещений (деформаций) зависит от значения начальной расчетной длины образца (базовой длины) L_0 и вычисляется по формуле: $2000 - L_0$. Параметр L_0 может выбирается пользователем в диапазоне значений, приведенных в Таблице 4. Конкретный диапазон измерений перемещений (деформаций) указывается в наименовании модификации и в паспорте на каждый измеритель.	

Таблица 3 - Метрологические характеристики измерителей ИПК-Д-III (IV; V)

Наименование характеристики	Значения
Диапазон воспроизведения базовой длины L_0 , мм*	от 10 до 1200
Относительная погрешность воспроизведения базовой длины, %:	
- исполнение по точности измерений 0,5	$\pm 0,5$
- исполнение по точности измерений 1	$\pm 1,0$
- исполнение по точности измерений 2	$\pm 2,0$
Диапазон измерений перемещений (деформаций), мм**	от 0 до 1200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещений (деформаций) в диапазоне от 0 до 300 мкм включ., мкм:	
- исполнение по точности измерений 0,5	$\pm 1,5$
- исполнение по точности измерений 1	$\pm 3,0$
- исполнение по точности измерений 2	$\pm 6,0$

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значения
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещений (деформаций) в диапазоне св. 0,3 мм до наибольшего предела измерений, %: - исполнение по точности измерений 0,5 - исполнение по точности измерений 1 - исполнение по точности измерений 2	 ±0,5 ±1,0 ±2,0
Примечание: * Конкретный диапазон указывается в паспорте на каждый измеритель; ** Значение наибольшего предела измерений перемещений (деформаций) зависит от значения начальной расчетной длины образца (базовой длины) L_0 и вычисляется по формуле: $1200 - L_0$. Параметр L_0 может выбираться пользователем в диапазоне значений, приведенных в настоящей таблице. Конкретный диапазон измерений перемещений (деформаций) указывается в наименовании модификации и в паспорте на каждый измеритель. При значении базовой длины, равной нижнему пределу диапазона измерений - измеритель работает только на растяжение, а при значении базовой длины, равной верхнему пределу диапазона измерений - измеритель работает только на сжатие.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики измерителей ИПК-Д-I (II)

Наименование характеристики	Значения
Диапазон воспроизведения базовой длины L_0 , мм*	от 10 до 2000
Габаритные размеры, мм, не более: - ширина - глубина - высота	 450 400 2300
Масса, кг, не более	20
Примечание: * Конкретный диапазон указывается в паспорте на каждый измеритель.	

Таблица 5 - Основные технические характеристики измерителей ИПК-Д-III (IV; V)

Наименование характеристики	Значения		
	ИПК-Д-III	ИПК-Д-IV	ИПК-Д-V
Габаритные размеры, мм, не более: - ширина - глубина - высота	 500 300 2000	 600 300 2000	 600 500 2100
Масса, кг, не более	50	160	180

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИПК-Д-I (II; III; IV; V)

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	 от +15 до +25 80 от 84 до 106,7
Напряжение постоянного тока, В	от 5 до 10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе измерителя, методом офсетной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель перемещений (деформаций) контактный длинноходовой ИПК-Д	в соответствии с договором поставки	1 шт.
Устройство ввода-вывода*	-	1 шт.
Программное обеспечение на флэш носителе	тип ПО в соответствии с договором поставки	1 шт.
Запасные части и принадлежности	-	1 компл.
Кейс	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИПК.Д РЭ	1 экз.
Инструкция оператора	в соответствии с договором поставки	1 экз.
Паспорт	ИПК-Д_ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
* Комплектуется в зависимости от заказа потребителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 11 «Порядок проведения измерений» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840;

МРСЕ.401161.058ТУ «Измерители перемещений (деформаций) контактные длинноходовые ИПК-Д. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Метротест» (ООО «Метротест»)
ИНН 0264052072

Юридический адрес: 452680, Республика Башкортостан, Г.О. город Нефтекамск, г. Нефтекамск, ул. Индустриальная, зд. 21, стр. 2

Телефон (факс): +7 (34783) 3-66-13 (+7 (34783) 3-66-31)

Web-сайт: www.metrotest.ru

E-mail: info@metrotest.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метротест» (ООО «Метротест»)
ИНН 0264052072

Адрес: 452680, Республика Башкортостан, Г.О. город Нефтекамск, г. Нефтекамск,
ул. Индустриальная, зд. 21, стр. 2

Телефон (факс): +7 (34783) 3-66-13 (+7 (34783) 3-66-31)

Web-сайт: www.metrotest.ru

E-mail: info@metrotest.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ТМС РУС» (ООО «ТМС РУС»)

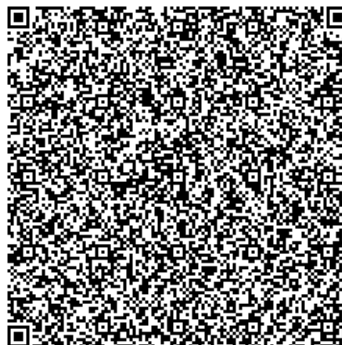
Адрес: 127083, г. Москва, ул. Верхняя Масловка, д. 20, стр. 2

140208, Московская область, г. Воскресенск, ул. Быковского, д. 2

Телефон (факс): +7 (495) 221-18-04 (+7 (495) 229-02-35)

E-mail: info@tms-cs.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312318.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91537-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-100

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-100 (далее – РГС) предназначены для измерения объема жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на зависимости объема жидкости, находящейся в резервуаре от уровня его наполнения.

РГС представляют собой закрытые горизонтальные цилиндрические сосуды со сферическими днищами, оснащенные люками и патрубками.

Место расположения РГС, заводские номера 074 Е 1-1 (236-168), 074 Е 1-2 (236-184), 074 Е 1-3 (236-185), 074 Е 1-4 (236-165) и 074Е-2 (236-167): Ямало-Ненецкий автономный округ, Красноселькупский район, Южно-Русское нефтегазовое месторождение, Промбаза, Пункт заправки автотранспортной техники (ПЗАТТ).

Пломбирование РГС не предусмотрено. Знак поверки наносится в градуировочной таблице на месте подписи поверителя. Заводские номера состоят из номера позиции и номера, присвоенного изготовителем. Номера позиций нанесены на одном из днищ резервуаров. Номера присвоенные изготовителем нанесены на информационную табличку.

Общий вид РГС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-100

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, % (геометрический метод)	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-100	5 экз.
Паспорт		5 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в резервуарах косвенным методом статических измерений с применением системы измерительной «СЕНС», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.39197.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Курганский завод химического машиностроения» (ООО «Курганхиммаш»)
ИНН 4501184300
Юридический адрес: 640021, Курганская обл., г. Курган, ул. Химмашевская, д. 16

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Курганский завод химического машиностроения» (ООО «Курганхиммаш»)
ИНН 4501184300
Юридический адрес: 640021, Курганская обл., г. Курган, ул. Химмашевская, д. 16
Адрес места осуществления деятельности: Курганская обл., г.о. город Курган, г. Курган

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 500-532
Web-сайт: <https://тцсм.рф>
E-mail: info@csm72.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока шинные

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока шинные (далее трансформаторы) предназначены для преобразования переменного тока в электрических цепях с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы встраиваются в распределительные устройства или экранированные токопроводы и не имеют собственной первичной обмотки, ее роль выполняет кабель или шина распределительного устройства, проходящие через внутреннее окно трансформаторов. Высоковольтная изоляция достигается за счет собственной изоляции кабеля или шины и воздушного зазора.

Вторичные обмотки намотаны на тороидальный или прямоугольный магнитопровод и заливаются компаундом или помещаются в корпус из термопласта, кроме трансформаторов с воздушной изоляцией. Монолитный корпус из компаунда обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от проникновения влаги и механических повреждений.

Трансформаторы с несколькими вторичными обмотками могут иметь различные коэффициенты трансформации и различные значения номинального вторичного тока.

Трансформаторы с переключением коэффициента трансформации имеют ответвления вторичных обмоток.

Трансформаторы могут иметь выводы вторичных обмоток из гибкого многожильного провода.

Конструкция выводов вторичных обмоток для измерений предусматривает возможность пломбирования.

На трансформаторах имеется табличка технических данных с указанием основных технических характеристик и с предупреждающей надписью о напряжении на разомкнутых вторичных обмотках. Трансформаторы из термопласта имеют пломбированную табличку, предназначенную для предупреждения несанкционированных действий.

Маркировка вторичных обмоток: рельефная, выполненная компаундом при заливке трансформаторов в форму (для трансформаторов с литой изоляцией); на липкой аппликации (для трансформаторов с пластмассовой изоляцией).

Трансформаторы имеют ряд модификаций - ТШЛ, ТЛШ, ТНШЛ, ТНШ, ТШЛГ, отличающихся значениями номинальных напряжений, первичным током, габаритными размерами, массой, вариантами крепления.

Структура обозначения трансформаторов приведена в таблице 1.

Модификации, вид изоляции и способы крепления приведены в таблице 2.

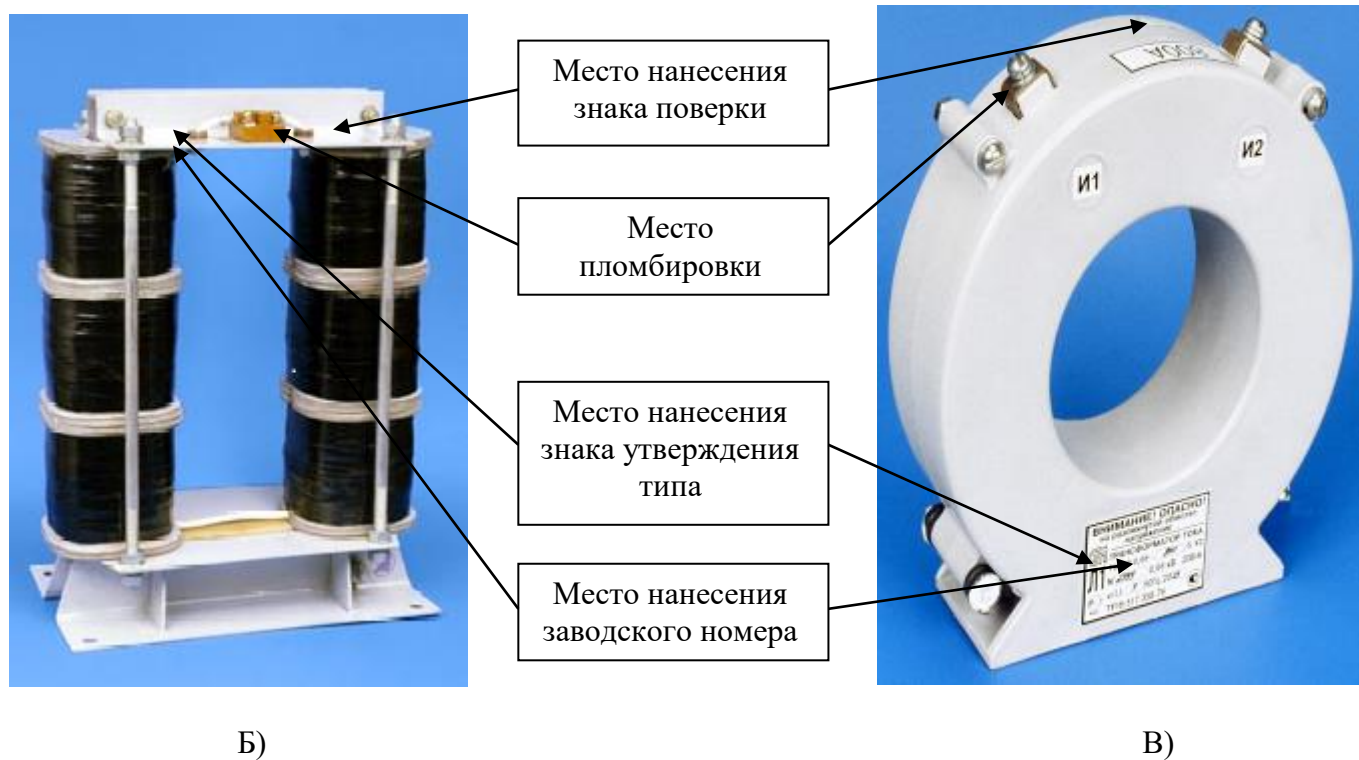
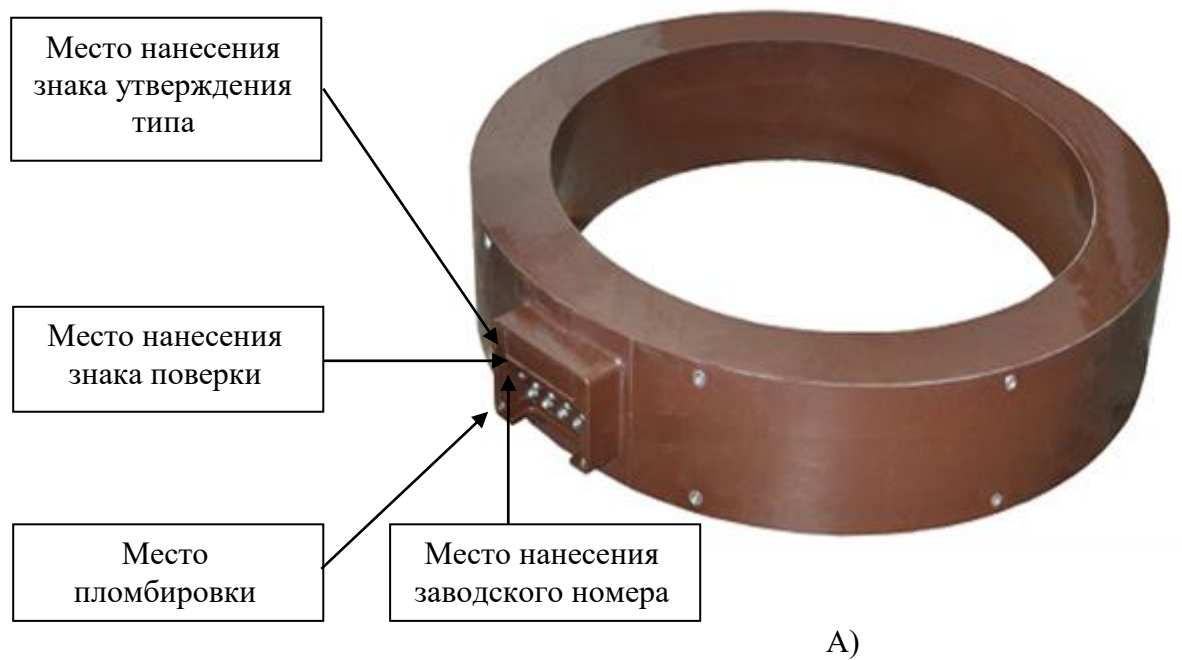
Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом термотрансферной печати на табличку трансформаторов.

Знак поверки на средство измерений наносится в виде оттиска поверительного клейма, так же знак поверки наносится в паспорт.

Общий вид трансформаторов, таблички, места нанесения заводского номера, места нанесения знака утверждения типа, места пломбировки и места нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

Таблица 1 – Структура условного обозначения трансформаторов тока шинных.

TXXXX - X - X X X X / X XX	
	Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150
	Номинальный вторичный ток (при наличии у трансформатора нескольких вторичных токов указывают все значения через тире или дробь)
	Номинальный первичный ток (при наличии у трансформатора нескольких первичных токов указывают все значения через тире или дробь)
	Класс точности (при наличии у трансформатора нескольких вторичных обмоток указывают класс точности каждой из них в виде дроби)
	Номинальная вторичная нагрузка, В·А (Может не указываться при стандартном значении)
	Конструктивный вариант исполнения модификации обозначается арабскими или римскими цифрами или буквами через точку или тире
	Номинальное напряжение, кВ
	Наименование модификации



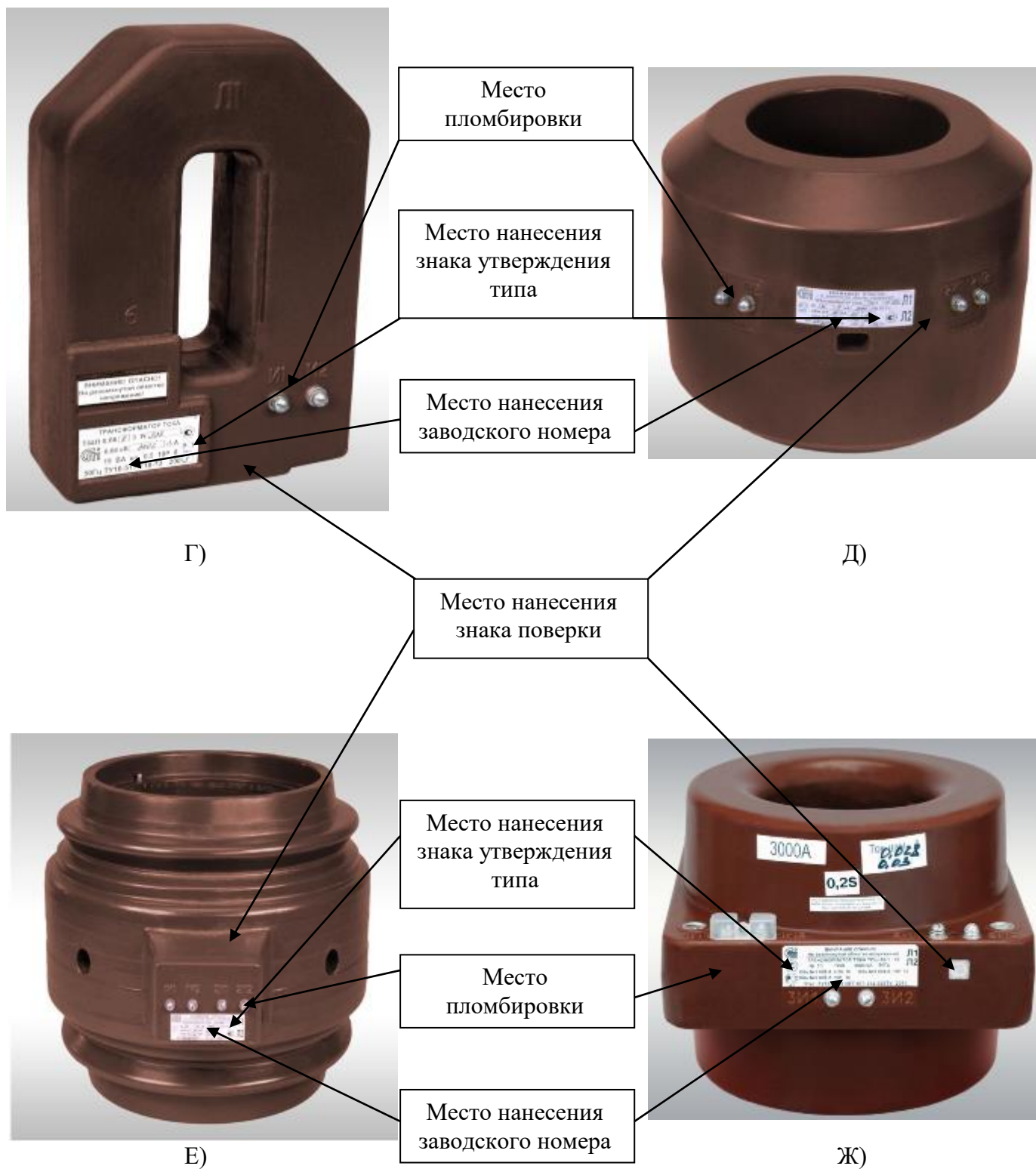


Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов тока шинных:
А) ТШЛГ-0,66; Б) ТНШ-0,66; В) ТНШЛ-0,66; Г) ТШЛ-0,66; Д) ТШЛ-10;
Е) ТШЛ-20; Ж) ТЛШ-10.

Таблица 2 - Модификации, вид изоляции и способы крепления

Модификации	Вид изоляции	Варианты крепления
ТНШ	воздушная	трансформатор крепится на опорную поверхность или опорную плиту
ТНШЛ	литая или пластмассовая	
ТШЛГ	литая	в литом корпусе с втулками по наружному диаметру для установки трансформатора в токопровод
ТШЛ	литая	трансформатор крепится на опорную поверхность или опорную плиту; с помощью установочных шпилек
ТЛШ	литая	Для крепления в пространстве трансформатор имеет опорный фланец с установочными втулками

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение для модификации				
	ТШЛ	ТНШ	ТНШЛ	ТШЛГ	ТЛШ
Номинальное напряжение, кВ	от 0,66 до 24	0,66	0,66	0,66	от 10 до 15
Номинальный первичный ток, А	от 50 до 18000	от 8000 до 25000	от 75 до 10000	от 3000 до 30000	от 400 до 6000
Номинальная частота переменного тока, Гц	50; 60				
Номинальный вторичный ток, А	1; 2; 5				
Класс точности вторичных обмоток для измерений по ГОСТ 7746 - 2015	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 5; 10	0,5	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1
Класс точности вторичных обмоток для защиты - по ГОСТ 7746 – 2015 - по ГОСТ Р МЭК 61869 – 2 – 2015	5P; 10P	10P	10P	5P; 10P	5P; 10P
	5PR; 10PR; PX; PXR	-	-	5PR; 10PR; PX; PXR	5PR; 10PR; PX; PXR

Окончание таблицы 3

Наименование параметра	Значение для модификации				
	ТШЛ	ТНШ	ТНШЛ	ТШЛГ	ТЛШ
Номинальная вторичная нагрузка, В·А, вторичных обмоток	от 1 до 300				
Нижний предел вторичной нагрузки, В·А, для трансформаторов классов точности 0,2S; 0,2; 0,5S	1				
Примечания 1 Для конкретного трансформатора, если одно из значений номинальной нагрузки является стандартным для одного класса точности, то для другого класса точности, допускается значение нагрузки, не являющейся стандартным значением. 2 Для трансформаторов с расширенным диапазоном первичного тока погрешности при токе 150 % и 200 % номинального первичного тока не выходят из пределов допускаемых погрешностей для 120 % номинального первичного тока.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации				
	ТШЛ	ТНШ	ТНШЛ	ТШЛГ	ТЛШ
Масса, кг	от 1 до 215	от 49 до 173	от 2 до 40	от 85 до 155	от 10 до 80
Габаритные размеры, мм, не более					
длина	от 82 до 830	от 202 до 242	от 206 до 422	от 540 до 1080	от 100 до 400
ширина	от 50 до 900	от 360 до 504	от 78 до 134	от 380 до 840	от 280 до 331
высота	от 103 до 420	от 472 до 778	от 212 до 432	от 200 до 400	от 204 до 400
Температура воздуха при эксплуатации, °С	от -60 до +60				
Средний срок службы, лет	30				
Средняя наработка на отказ, ч	4,0·10 ⁶				

Знак утверждения типа

наносится на табличку технических данных методом термотрансферной печати, на титульный лист паспорта или этикетки типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока шинный	-	1
Руководство по эксплуатации	1ГГ.671 234.001 РЭ 1ГГ.671 234.004 РЭ 1ГГ.671231.015 РЭ 1ГГ.671231.025 РЭ 1ГГ.671231.017 РЭ 1ГГ.671231.027 РЭ 1ГГ.671 231.002 РЭ 1ГГ.671231.028 РЭ 1ГГ.671 234.003 РЭ 1ГГ.671 235.006 РЭ ДЕНР.671231.027 РЭ 1ГГ.761.151 РЭ 1ГГ.761.154 РЭ 1ГГ.761.162 РЭ 1ГГ.761.163 РЭ	1
Паспорт, этикетка*	ДЕНР.671234.001 ПС ДЕНР.671235.003 ПС ДЕНР.671234.002 ПС 1ГГ.671231.027 ПС 1ГГ.671231.024 ЭТ 1ГГ.671231.025 ЭТ 1ГГ.671231.015 ЭТ 1ГГ.671231.028 ЭТ 1ГГ.671231.017 ЭТ ДЕНР.671231.028 ПС ДЕНР.671231.027 ПС 1ГГ.761.151 ЭТ 1ГГ.761.154 ЭТ 1ГГ.761.162 ЭТ	1
Детали для пломбирования обмоток для измерений, комплект	-	по количеству обмоток
Расчет надежности**	-	1
Копии свидетельства, описания типа средств измерений и декларации о соответствии (по требованию заказчика)	-	1
Примечания 1 *Для трансформаторов с номинальным напряжением 0,66 кВ, не предназначенных для поставок на атомные станции 2 **Для трансформаторов, предназначенных для поставок на атомные станции 3 Для трансформаторов с выводами вторичных обмоток из гибкого многожильного провода, детали для пломбирования вторичных обмоток для измерений в комплект поставки не входят.		

Сведения о методиках (методах) измерений

раздел 11 «Методика измерений» руководств по эксплуатации 1ГГ.671 234.001 РЭ, 1ГГ.671 234.004 РЭ, 1ГГ.671231.015 РЭ, 1ГГ.671231.025 РЭ, 1ГГ.671231.017 РЭ, 1ГГ.671231.027 РЭ, 1ГГ.671 231.002 РЭ, 1ГГ.671231.028 РЭ, 1ГГ.671 234.003 РЭ, 1ГГ.671 235.006 РЭ, ДЕНР.671231.027 РЭ, 1ГГ.761.151 РЭ, 1ГГ.761.154 РЭ, 1ГГ.761.162 РЭ, 1ГГ.761.163 РЭ

Нормативные документы, устанавливающие требования средству измерений

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ГОСТ 15150 - 69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;

ГОСТ Р МЭК 61869 – 2 - 2015 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока»;

Технические условия ТУ 16-2011 ОГГ.671 230.001 ТУ. Трансформаторы тока шинные ТШЛ, ТЛШ, ТНШЛ, ТШП, ТНШ, ТШЛГ.

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока» (ОАО «СЗТТ»)

ИНН 6658017928

Юридический адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока» (ОАО «СЗТТ»)

ИНН 6658017928

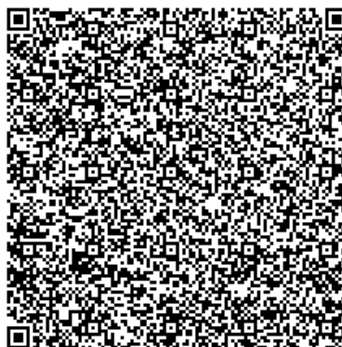
Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91539-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей объемного расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или определенной в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления и объемной доли воды в нефти, определенной в лаборатории.

СИКН, заводской № 437/1, 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 на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя две рабочие и одну контрольно-резервную измерительные линии;
- блока фильтров;
- блока измерений показателей качества нефти;
- системы сбора и обработки информации;
- системы дренажа.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ	79393-20
Преобразователи расхода турбинные геликоидные DN250	77003-19
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304	50519-17
Датчики давления «Метран-150»	32854-09
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	46375-11 63044-16
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Трубопоршневая поверочная установка ТПУ (далее – ТПУ)	76730-19
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой доли концентрации хлористых солей, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- поверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) преобразователей расхода турбинных на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений с применением ТПУ;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб»;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленной на рисунке 1, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 - Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций 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 от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 216,2 до 2648,6
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 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление нефти в СИКН с учетом её подключения к технологическим трубопроводам СИКН, МПа: – рабочее – минимальное – максимальное	от 0,2 до 0,6 0,2 1,6

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа – в рабочем режиме, не более – в режиме поверки и КМХ, не более	0,2 0,4
Физико-химические свойства измеряемой среды: – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) – плотность в рабочих условиях, кг/м ³ – температура перекачиваемой нефти, °С – давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.), не более – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 14 до 50 от 860,0 до 890,0 от +1 до +25 66,7 (500) 1,0 100 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, °С, не менее – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -30 до +30 +15 от 30 до 80 от 55 до 98 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань»	—	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 № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 391-RA.RU.312546-2023 от 05.10.2023.

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»;

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91540-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики силоизмерительные тензорезисторные Е5

Назначение средства измерений

Датчики силоизмерительные тензорезисторные Е5 (далее – датчики) предназначены для измерений и преобразования воздействующей на датчик силы в аналоговый нормированный электрический измерительный сигнал.

Описание средства измерений

К настоящему типу относятся датчики модификаций 860.000, 872.000, 461.000, 858.000, 565.000.

Принцип действия датчиков основан на изменении электрического сопротивления тензорезисторов при деформации упругого элемента датчика под действием прилагаемой силы сжатия.

Изменение электрического сопротивления вызывает разбаланс мостовой схемы и появление в выходной диагонали моста электрического сигнала, изменяющегося пропорционально нагрузке.

Датчик представляет собой металлический цилиндр, имеет две полномостовые схемы с выводами на разъёмные соединители (два независимых одинаковых измерительных канала). Места наклейки тензорезисторов и расположения элементов термокомпенсации и нормирования размещаются в герметичном корпусе.

Датчики представлены в 5 модификациях, отличающихся диапазонами измерений силы, габаритными размерами, массой, и имеют обозначение:

Датчики силоизмерительные тензорезисторные Е5XXX

где XXX – обозначение модификации (860.000; 872.000; 461.000; 858.000; 565.000).

Датчик опломбирован способом I ОСТ 92-8918-77.

Маркировка наносится на корпус датчика методом наклейки шильд или электрографом (рисунок 1), на датчиках должно быть нанесено:

- модификация датчика;
 - заводской номер в виде цифрового обозначения, может также содержать знак «-»;
- Знак поверки на датчики не наносится.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков и обозначение мест нанесения маркировки датчика и заводского номера

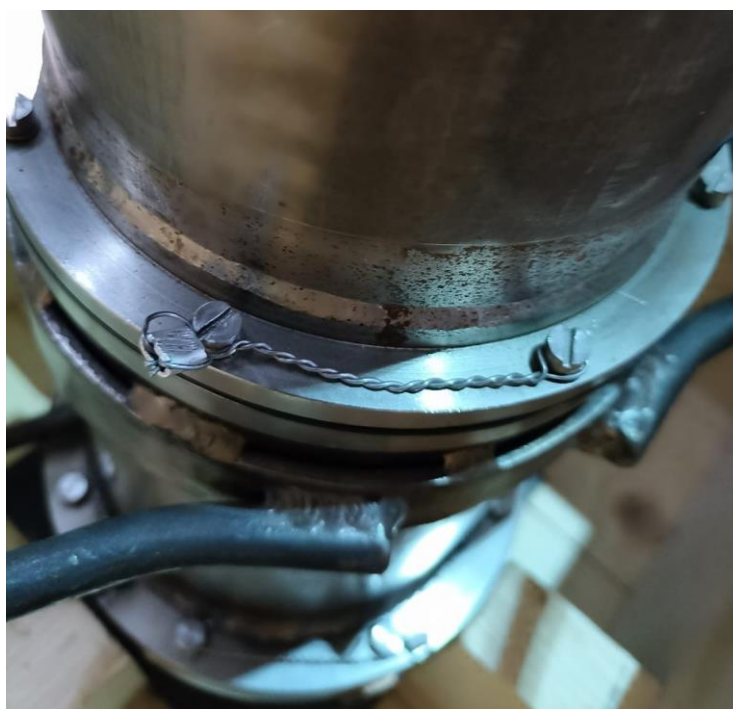


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Обозначение датчика				
	E5860.000	E5872.000	E5461.000	E5858.000	E5565.000
Диапазон измерений силы, кН (кгс)	от 147 (15000) до 1472 (150000)	от 216 (22000) до 2160 (220000)	от 290 (30000) до 2900 (300000)	от 414 (42300) до 4149 (423000)	от 500 (50985) до 5000 (509858)
Рабочий коэффициент передачи (РКП) при номинальной нагрузке, мВ/В	от 0,8 до 1,2	от 1,8 до 2,2	от 1,8 до 2,2	от 0,8 до 1,2	от 1,8 до 2,2
Пределы допускаемой систематической составляющей приведенной погрешности, %*	±0,4				
Пределы допускаемой составляющей приведенной погрешности связанной с нелинейностью, %*	±0,4				
Предел допускаемой составляющей приведенной погрешности связанной с гистерезисом, %*	0,4				
Предел допускаемого среднего квадратического отклонения случайной составляющей приведенной погрешности для 6-и измерений, %*	0,2				
* Нормирующее значение X_n для составляющих приведенной погрешности равно максимальному значению диапазона измерений силы					

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Обозначение датчика				
	E5860.000	E5872.000	E5461.000	E5858.000	E5565.000
Максимальная допустимая нагрузка, кН (кгс)	1814 (185000)	2700 (275000)	3430 (350000)	4905 (500000)	8820 (900000)
Входное сопротивление, Ом	от 760 до 840	от 811 до 827	от 760 до 840	от 760 до 840	от 760 до 840
Выходное сопротивление, Ом	от 760 до 840				
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более	280; 280; 410	240; 240; 390	280; 280; 410	320; 320; 600	320; 320; 600
Масса, кг, не более	50	50	50	150	150
Напряжение питания постоянного тока, В	от 4,5 до 16,5				
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С; - относительная влажность воздуха, %	от +15 до +35 от 45 до 80				
Вероятность безотказной работы за 1000 ч	0,94				

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик силоизмерительный тензорезисторный	Е5	1 шт.
Формуляр	Е5461.000ФО	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Е5461.000РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации «Датчики силоизмерительные тензорезисторные Е5. Руководство по эксплуатации. Е5461.000РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений силы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 октября 2019 г. № 2498;

Е5461.000ТУ Датчики силоизмерительные тензорезисторные Е5. Технические условия

Правообладатель

Акционерное общество «НПО Энергомаш имени академика В.П.Глушко»
(АО «НПО Энергомаш»)
ИНН 5047008220
Юридический адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Бурденко, д. 1
Телефон: (495) 286-91-13, (495) 286-91-36
Web-сайт: www.engine.space
E-mail: energo@npom.ru

Изготовитель

Акционерное общество «НПО Энергомаш имени академика В.П.Глушко»
(АО «НПО Энергомаш»)
ИНН 5047008220
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Бурденко, д. 1
Телефон: (495) 286-91-13, (495) 286-91-36
Web-сайт: www.engine.space
E-mail: energo@npom.ru

Испытательный центр

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

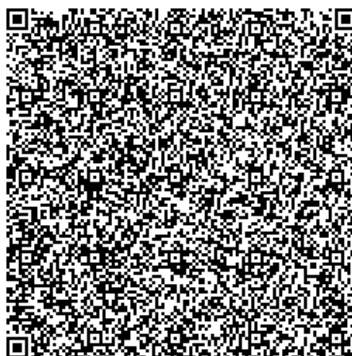
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91541-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» в границах Свердловской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» в границах Свердловской области (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

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

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

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

мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

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

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы.

Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030. Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, наземного канала связи Е1 (основной канал для № ИК 1-10, 12-19, 27-33) GSM/GPRS канала (основной канал для № ИК 11, 20-26, спутникового канала (резервный канал) передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

– посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 19.002-2023 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Лялинская ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.3	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 47959-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Лялинская ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.10	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег.№ 47959-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ЗРУ-10 кВ №1 Технологическое 1СШ 10 кВ, яч.11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 Рег.№ 1276-59	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
4	ЗРУ-10 кВ №1 Технологическое 2СШ 10 кВ, яч.12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 40/5 Рег.№ 1276-59	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
5	ПС 110 кВ Актай отпайка ВЛ-110 кВ Выя-Карелино с отпайкой на ПС 110 кВ Актай	ТАТ Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Рег.№ 29838-11	JDQXF-145ZHW Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3:100/√3 Рег. № 40246-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	ПС 110 кВ Актай отпайка ВЛ-110 кВ Нижнетуринская ГРЭС-Красноуральск с отпайкой на ПС 110 кВ Актай	ТАТ Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Рег.№ 29838-11	JDQXF-145ZHW Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3:100/√3 Рег. № 40246-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	ПС 110 кВ Конжак ЗРУ-10 кВ КС Карпинская, 1СШ 10 кВ, яч. 17 ввод 10 кВ №1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег.№ 1261-08	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
8	ПС 110 кВ Конжак ЗРУ-10 кВ КС Карпинская, 2СШ 10 кВ, яч.18 Ввод 10 кВ №2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 71707-18	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС 110 кВ Тайга ЗРУ-10 кВ КС-12, 1СШ 10 кВ, яч.17	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17 ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
10	ПС 110 кВ Тайга ЗРУ-10 кВ КС-12, 2СШ 10 кВ, яч.12	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ТП-12 10 кВ БАЗ СУАЛ СШ 0,4 кВ Ввод 0,4 кВ	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 22657-12	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05МК.11 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
12	ПС 110 кВ КС-6 ЗРУ-10 кВ КС-6, 1СШ 10 кВ, яч.9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
13	ПС 110 кВ КС-6 ЗРУ-10 кВ КС-6, 1СШ 10 кВ, яч.17	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
14	ПС 110 кВ КС-6 ЗРУ-10 кВ КС-6, 1СШ 10 кВ, яч.19	ТПЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
15	ПС 110 кВ КС-6 ЗРУ-10 кВ КС-6, 2СШ 10 кВ, яч.14	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110 кВ КС-6 ЗРУ-10 кВ КС-6, 2СШ 10 кВ, яч.22	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
17	ПС 110 кВ КС-6 ЗРУ-10 кВ КС-6, 2СШ 10 кВ, яч.24	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
18	ПС 110 кВ Никитинская ЗРУ-10 кВ КС-13 Ивдельская, 1СШ 10 кВ, яч.9 Ввод №1	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 42663- 09	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
19	ПС 110 кВ Никитинская ЗРУ-10 кВ КС-13 Ивдельская, 2СШ 10 кВ, яч.8 Ввод №2	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 47959- 16	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
20	ПС 110 кВ КС-5 ВЛ-110 кВ Белка- Першино	TG 145-420 Кл.т. 0,2 Ктт = 300/5 Рег. № 15651- 96	СПА 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3:100/√3 Рег. № 15852-96	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
21	ПС 110 кВ КС-5 ВЛ-110 кВ Черемухово- Першино	TG 145-420 Кл.т. 0,2 Ктт = 300/5 Рег. № 15651- 96	СПА 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3:100/√3 Рег. № 15852-96	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
22	ПС 110 кВ КС-5 ЗРУ-6 кВ КС-5, 1СШ 6 кВ, яч.17	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
23	ПС 110 кВ КС-5 ЗРУ-6 кВ КС-5, 1СШ 6 кВ, яч.9	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 70106- 17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ПС 110 кВ КС-5 ЗРУ-6 кВ КС-5, 2СШ 6 кВ, яч.12	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
25	РП-1 6 кВ ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
26	КТП 630 кВА 6 кВ РУ-0,4 кВ КЛ-0,4 кВ в сторону ООО УралДорСтрой	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 64182-16	Не используется	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
27	ПС 110 кВ Ива ЗРУ-10 кВ КС Новоивдельская, 1СШ 10 кВ, яч.17 Ввод №1	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
28	ПС 110 кВ Ива ЗРУ-10 кВ КС Новоивдельская, 2СШ 10 кВ, яч.18 Ввод №2	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
29	ПС 110 кВ Ива ЗРУ-10 кВ КС Новоивдельская, 2СШ 10 кВ, яч.42	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
30	ПС 110 кВ Снежная ЗРУ-10 кВ КС-13, 1СШ 10 кВ, яч.19 Ввод 10 кВ №1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
31	ПС 110 кВ Снежная ЗРУ-10 кВ КС-13, 2СШ 10 кВ, яч.10 Ввод 10 кВ №2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
32	ПС 110 кВ Талая ЗРУ 10 кВ КС Новопелымская, 1СШ 10 кВ, яч.17 Ввод 10 кВ №1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
33	ПС 110 кВ Талая ЗРУ 10 кВ КС Новопелымская, 2СШ 10 кВ, яч.18 Ввод №2 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,2S Ктг = 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД

Примечания:

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 2	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
	0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
3, 4, 12, 13, 15 - 17, 29 - 31	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
5, 6, 8	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
7, 9, 10, 32, 33	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
14	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
18, 19, 23, 24, 26	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
20, 21	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
	0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
	0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
22, 25, 27, 28	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
26	0,50	±4,6	±2,3	±2,7	±1,6	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
	0,80	±2,4	±3,8	±1,5	±2,4	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
	0,87	±2,1	±4,7	±1,3	±2,8	±0,8	±1,9	±0,8	±1,9
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,6	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} < I ₁₂₀	
		δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 2	0,50	±4,7	±2,7	±2,8	±2,1	±2,0	±1,7	±2,0	±1,7
	0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,2	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
	1,00	±1,6	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
3, 4, 12, 13, 15 - 17, 29 - 31	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
5, 6, 8	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7, 9, 10, 32, 33	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
11	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
14	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
18, 19, 23, 24, 26	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
20, 21	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
	0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
	1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-
22, 25, 27, 28	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
26	0,50	±4,7	±2,7	±2,7	±2,1	±1,9	±1,7	±1,9	±1,7
	0,80	±2,5	±4,0	±1,6	±2,7	±1,1	±2,1	±1,1	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,4	±3,1	±1,0	±2,3	±1,0	±2,3
	1,00	±1,6	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики Альфа А1800: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000 120000 22000 40000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

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

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;

- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.082, АУВП.411711.080, АУВП.411711.084, АУВП.411711.050, АУВП.411711.079, АУВП.411711.058, АУВП.411711.083.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» в границах Свердловской области. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	19
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	TG 145-420	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ	2
Трансформаторы тока	ТАТ	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТШ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШП	3
Трансформаторы тока	ТОЛ	8
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	3
Трансформаторы напряжения	СРА 123-550	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	41
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	9

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	16
Трансформаторы напряжения	JDQXF-145ZHW	6
Счетчики	A1802RL-P4GB-DW-4	3
Счетчики	A1802RAL-P4GB-DW-3	1
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Счетчики	A1802RAL-P4GB-DW-4	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2
Счетчики	A1805RAL-P4GB-DW-4	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	6
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	10
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.11	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	АУВП.411711.082, АУВП.411711.080, АУВП.411711.084, АУВП.411711.050, АУВП.411711.079, АУВП.411711.058, АУВП.411711.083.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» в границах Свердловской области». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Юридический адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

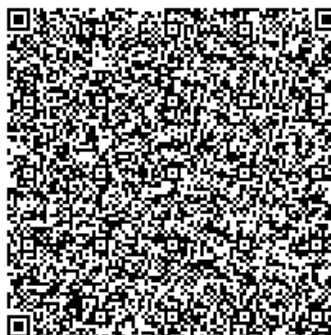
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91542-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «Энергосервис и ремонт» в границах Красноярского края)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчика при помощи технических средств приёма-передачи данных по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 4.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы счётчика.

Сервер точного времени Метроном-50М осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Счетчик синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 255. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УССВ
1	2	3		4		5
1	КТП 6 кВ 40-11-01 Насосная, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №40473-17	А	Т-0,66У3	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	Т-0,66У3	
				С	Т-0,66У3	
		ТН	-	А	-	
				В		
				С		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 75755-19	Меркурий 234 ART2-03 DPR		

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

3 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.			

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до +40 от -45 до +70 от +15 до +30

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 234: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	320 000 72 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.255.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «Энергосервис и ремонт» в границах Красноярского края)», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 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

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

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

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

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН 7444052356

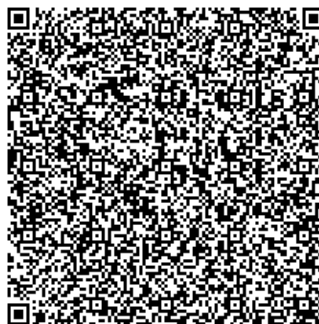
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

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

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91543-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчинённой национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и её 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 электрической энергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединённого к единой цифровой сети связи энергетики (далее - 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 передаёт полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потреблённой 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 1 раза в 60 минут.

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 средство измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 2. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав 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 коммерческом 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. Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УССВ
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 2, Ф-1 10 кВ ВЧ	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД RTU-325L Рег. № 37288-08;	СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	ПС 220кВ Иман, ЗРУ-10 кВ, яч. 3, Ввод Т-1	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 4, Ф-2 10 кВ ОКЗ	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД RTU-325L Рег. № 37288-08;	СТБ-01 Рег. № 49933-12
4	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 5, Ф-4 10 кВ База	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
5	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 6, Ф-5 10 кВ Крупозавод	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
6	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 7, Ф-9 10 кВ АЗС	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
7	ПС 220кВ Иман, ЗРУ-10 кВ, яч. 8, Ввод Т-2	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
8	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 9, Ф-7 10 кВ КЭЧ	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
9	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 10, Ф-3 10 кВ Сальское	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
10	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 11, Ф-12 10 кВ Аэропорт	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 12, Ф-11 10 кВ Сплавная	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД RTU-325L Рег. № 37288-08;	СТВ-01 Рег. № 49933-12
12	ПС 220кВ Иман, ЗРУ 10 кВ, яч. 13, Ф-13 10 кВ Центр	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 70747-18	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Примечания:

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

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %	δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %	δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %	δ_{wo}^A %	δ_{wo}^P %
1 - 12	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1 - 12	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

Продолжение таблицы 4

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ; I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ; I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ; $I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ; $\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии; $\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии; δ_w^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения; δ_w^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.
--

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков и УСПД - для сервера	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от –40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000 100000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45

Продолжение таблицы 4

УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потреблённой за месяц, сутки, не менее	45
Сервер ИВК: – результаты измерений и информации о состоянии объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надёжность системных решений:

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

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

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;

-УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра П2200353-МЗ/44-0009.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 220 кВ Иман. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	36
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	2
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
УСПД	RTU-325L	1
СОЕВ	СТВ-01	1
Формуляр	П2200353-МЗ/44-0009.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 220 кВ Иман». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, 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

Индивидуальный предприниматель Родионов Алексей Олегович

ИНН 272324198700

Адрес: 680051, Хабаровский край, Хабаровск г, Малиновского ул, д. № 33, кв. 83

Телефон: +7(909)871-09-83

Испытательный центр

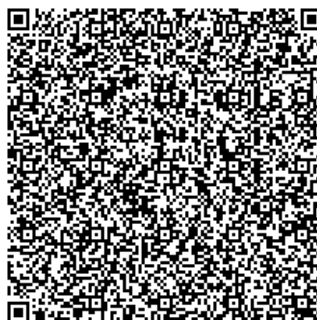
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Место осуществления деятельности: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniiim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2024 г. № 662

Регистрационный № 91544-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «НЭРЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «НЭРЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АО «Синэрго» включающий в себя сервер ИВК АО «Синэрго», программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», блок коррекции времени ЭНКС-2 (далее – БКВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

Измерительная информация записывается в базу данных ИВК АО «Синэрго» в автоматическом режиме, один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется на АРМ энергосбытовой организации-субъекта Оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ). Передача информации от АРМ энергосбытовой организации-субъекта ОРЭМ и при необходимости смежным субъектам ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется по каналу связи сети Internet в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

При необходимости передачи с использованием ЭЦП конфигурационные возможности ИВК позволяют осуществлять автоматическую передачу xml-файлов установленных форматов с использованием ЭЦП непосредственно в адрес АО «АТС» и (или) иных заинтересованных организаций.

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	БКВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Электровозная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ-6 кВ ф.6-276	ТПОЛ-СВЭЛ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2	ПС 110 кВ Электровозная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.12, КЛ-6 кВ ф.6-280	ТПОЛ-СВЭЛ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3	ПС 110 кВ Электровозная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.20, КЛ-6 кВ ф.6-282	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
4	ПС 110 кВ Электровозная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.24, КЛ-6 кВ ф.6-284	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ЦРП 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.7, КЛ-6 кВ в сторону п/ст. №9 6 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51199-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
6	ЦРП 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ в сторону п/ст. №9 6 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51199-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
7	ЦРП 6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч.2, КЛ-6 кВ в сторону п/ст. №17 6 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51199-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
8	ЦРП 6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч.3, КЛ-6 кВ в сторону п/ст. №17 6 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51199-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
9	ШР-1 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону базовой станции	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPOBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,4	±6,4
10	ТП №4 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51199-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП №13 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ, ф.8	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
12	ТП №18 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ, ф.2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
13	ТП №5 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ, ф.6	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
14	ТП №7 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ, ф.17	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\phi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 14 от 0 °С до + 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена БКС на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -45 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN для электросчетчика Меркурий 234 ARTMX2-02 DPOBR.R для электросчетчика Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 165000 165000 150000 140000 140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист 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.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10-2 УХЛ2	4
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	10
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPOBR.R	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	001.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «НЭРЗ», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 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

Акционерное общество «Синэрго» (АО «Синэрго»)

ИНН 6672261117

Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Розы Люксембург, стр. 51, каб. 334

Телефон: 8 (343) 310-33-00

Факс: 8 (343) 310-33-01

E-mail: sinergo@sinara-group.com

Изготовитель

Акционерное общество «Синэрго» (АО «Синэрго»)

ИНН 6672261117

Адрес места осуществления деятельности: 620026, г. Екатеринбург, ул. Розы Люксембург, 51

Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Розы Люксембург, стр. 51, каб. 334

Телефон: 8 (343) 310-33-00

Факс: 8 (343) 310-33-01

E-mail: sinergo@sinara-group.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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

