

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из:

Первый уровень - включает в себя 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28822-05 (Рег. № 28822-05) и ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-04, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», серверы ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства синхронизации времени УСВ-1 Рег. № 28716-05 и программное обеспечение (ПО).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

периодический (один раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. По окончании интервала интегрирования мощности (30 минут) текущие значения мощности добавляются в энергонезависимые регистры массива профиля мощности.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в 30 минут автоматически опрашивают счетчики электрической энергии и считывают 30-минутные профили электроэнергии, журналы событий. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Серверы ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивают УСПД ИИК 1 – 11, 18 и считывают 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Серверы ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» в автоматическом режиме раз в сутки передают результаты измерений и журналы событий на сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» в формате электронного документа XML, данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД ИИК 12 – 17 и считывает 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» осуществляет хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов. АРМ АИИС КУЭ считывает данные из сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» и осуществляет передачу данных в ПАК АО «АТС» за подписью ЭП субъекта ОРЭ, филиал АО «СО ЕЭС», смежному субъекту в виде xml-файлов формата 80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчиков, серверов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго», сервера ООО «Ивановоэнергосбыт». В качестве устройства синхронизации времени используются УСВ-1, к которым подключены ГЛОНАСС/GPS-приемники. УСВ-1 осуществляют прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS-приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов серверов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов серверов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов серверов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 1 – 11, 18 и серверов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» происходит при каждом обращении к УСПД ИИК 1 – 11, 18, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК 1 – 11, 18 и серверов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 1 – 11, 18 и серверов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго» на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 12 – 17 и сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» происходит при каждом обращении к УСПД ИИК 12 – 17, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК 12 – 17 и сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 12 – 17 и сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	56f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2, их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав измерительно-информационных каналов					Вид электро энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ Кинешма-110, РУ-6 кВ, Ф.601	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	Серверы ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05, Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-1, Рег. № 28716-05	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Кинешма-110, РУ-6 кВ, Ф.605	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактивная
3	ПС 110 кВ Кинешма-110, РУ-6 кВ, Ф.609	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			активная реактивная
4	ПС 110 кВ Кинешма-110, РУ-6 кВ, Ф.613	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактивная
5	ПС 110 кВ Кинешма-110, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф.618	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактивная
6	ПС 110 кВ Кинешма-110, РУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, Ф.623	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	ПС 110 кВ Электро- контакт, РУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, Ф.605	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-04	Серверы ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05 Сервер ООО «Ивановэнергосбыт», УСВ-1, Рег. № 28716-05	активная реактив- ная
8	ПС 110 кВ Электро- контакт, РУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, Ф.614	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
9	ПС 110 кВ Электро- контакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф.623	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			активная реактив- ная
10	ПС 110 кВ Электро- контакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф.626	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
11	ПС 110 кВ Электро- контакт, РУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, Ф.637	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
12	ПС 35 кВ Городская, РУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, ввод Т1 6 кВ	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	активная реактив- ная	
13	ПС 35 кВ Городская, РУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, ввод Т2 6 кВ	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		активная реактив- ная	
14	ГПП 110 кВ Автоза- водская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф.103	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59  ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	активная реактив- ная	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ГПП 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф.123	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59  ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Зав. № 77977 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	Серверы ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05, Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-1, Рег. № 28716-05	активная реактивная
16	ГПП 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф.124	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			активная реактивная
17	ГПП 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, II СШ-10 кВ, Ф.121	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			активная реактивная
18	ПС 110 кВ Электроконтакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф.621	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 3345-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-1, Рег. № 28716-05	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 УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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 неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I_{(2)}\%},$ $I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 17 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5S	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
18 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик - 0,2S	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I_{(2)}\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 11, 14, 15, 17 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
12, 13, 16 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0 ГОСТ 26035-83	0,44	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,6	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,71	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,87	-	±3,6	±2,4	±2,2
18 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик – 0,5	0,44	-	±6,7	±3,8	±3,0
	0,6	-	±4,8	±2,9	±2,4
	0,71	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,87	-	±3,2	±2,1	±1,9
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>температура окружающей среды, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, УСВ, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от 75 до 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, Рег. № 36697-12:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М, Рег. № 36355-07:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05, Рег. № 27779-04:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК, Рег. № 46634-11:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД ЭКОМ-3000:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД СИКОН С70:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСВ-1:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p>



Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее:	
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М Рег. № 36355-07:	56
Счетчики СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04, счетчики СЭТ-4ТМ.03М, Рег. № 36697-12, счетчики ПСЧ-4ТМ.05М, Рег. № 36355-07, счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК, Рег. № 46634-11:	113,7
при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
Сервер:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПФ-10	8 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	12 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	8 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
УСПД	СИКОН С70	3 шт.
УСПД	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	2 шт.
Сервер ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Ивэнерго»	-	2 шт.
Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт»	-	1 шт.
Паспорт – формуляр	ЭССО.411711.АИИС.397 ПФ	1 экз.
Методика поверки	РТ-МП-5468-500-2018	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5468-500-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.08.2018 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05 - по методике поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК - по методике поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;

УСПД СИКОН С70 – по документу ВЛСТ 220.00.000 И1 утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

УСПД ЭКОМ 3000 – по документу МП 26-262-99 утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» в 1999 г.;

УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08;

прибор комбинированный Testo 622 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0013/2018-01.00324-2011 от 04.07.2018 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть»**

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

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

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

#### **Изготовитель**

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

ИНН 3329033950

Адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис № 3

Юридический адрес: 600000 г. Владимир, ул. Большая Московская, д. 22а

Телефон: +7 (4922) 33-81-51, +7 (4922) 34-67-26

Факс: +7 (4922) 42-44-93

**Испытательный центр**

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.