

Приложение № 9  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «15» декабря 2020 г. № 2120

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Рафарма» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. Количество измерительных каналов 3.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22 в режиме измерений активной электроэнергии, и по ГОСТ 31819.23 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – центр сбора и обработки информации (ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения (ПО) ПК «Энергосфера». ЦСОИ включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места (АРМ) и устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе устройства синхронизации времени УСВ-3 (регистрационный № 64242-16 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

ИИК, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM/GPRS–каналу поступает на второй уровень системы (ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от ИВК АИИС КУЭ с использованием протоколов передачи данных ТСР/Р.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/Р сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и передающим полученные данные по каналам последовательной связи в АИИС КУЭ. УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД осуществляется вне зависимости от величины расхождения часов сервера БД и времени УСВ-3. Сличение часов сервера БД с временем УСВ-3 осуществляется не реже 1 раза в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  секунд в сутки.

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

### Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6fbca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

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

Таблица 2 — Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ, (уст. фазы)	ТН, (уст. фазы)	Счетчик	УССВ/ Сервер
1	ЗРП-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.25	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06 (А, С)	НОЛ-СЭЩ-10 <sup>(1)</sup> 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07 (А, В, С)	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ HP Proliant DL320e Gen8v2
2	ЗРП-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.24	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06 (А, С)	НОЛ-СЭЩ-10 <sup>(2)</sup> 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07 (А, В, С)	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
3	КТП 630Т175П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод 1	Т-0,66 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег № 36382-07 (А,В,С)	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	

**Примечания:**

1 Допускается замена ТТ, ТН, 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 утвержденных типов.

3 Допускается замена сервера на модель с аналогичными характеристиками.

4 <sup>(1)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 1.

5 <sup>(2)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 2.

6 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

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1, 2	Активная	0,9	2,7
	Реактивная	1,9	4,6
3	Активная	0,9	3,7
	Реактивная	2,3	5,9

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ  $\pm 5$  с

## Продолжение Таблицы 3

## Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Границы погрешности в рабочих условиях указаны для тока  $2(5)\% I_{ном}$  и  $\cos\varphi = 0,8_{инд.}$

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН °C температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от -45 до +40 от -10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.10: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 45000 2 256554 1
Глубина хранения информации: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01, ПСЧ-4ТМ.05МК.10: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5

## Надежность системных решений:

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

## Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - испытательной коробки;
  - сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использование электронной подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер БД.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL320e Gen8v2	1
ПО	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	КАЭС.411711.АИИС.104 ПФ	1
Методика поверки	МП КЦСМ-192-2020	1

### Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-192-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Рафарма». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 08.05.2020 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2. «Методика поверки», ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.;
- Счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК.10 – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- УСВ-3 – по документу: «Инструкция. Устройство синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки ВЛСТ 240.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТИ» в 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Рафарма», аттестованном ФБУ «Курский ЦСМ», аттестат аккредитации № RA.RU.312287 от 09.08.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

#### **Изготовитель**

Акционерное общество «АтомЭнергоСбыт» (АО «АтомЭнергоСбыт»)

ИНН 7704228075

Адрес: 115432, г. Москва, проезд Проектируемый 4062-й, дом 6, строение 25

Телефон: (495) 789-99-01

Факс: (495) 789-99-01 доб. 149

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

#### **Заявитель**

Акционерное общество «Рафарма» (АО «Рафарма»)

ИНН 4807013380

Адрес: 399540, Липецкая область, Тербунский район, с. Тербуны, ул. Дорожная, 6А

Телефон: (47474) 2-16-72

Факс: (47474) 2-16-72

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

#### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области»

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон: (4712) 53-67-74

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.