

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Красное Эхо»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Красное Эхо» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии.

### Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28822-05, (Рег. № 28822-05), 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 «Красное Эхо» (далее по тексту - сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

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

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка 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);

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

### Принцип действия

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. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

УСПД, установленное на ПС «Уршель», один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивает счетчики ИИК 8 - 11 и считывает 30-минутные профили мощности. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены, коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД выступает в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает счетчики ИИК 1 - 7 и УСПД ИИК 8 - 11, считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки, а также журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Далее сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации для ИИК 1 - 7, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам осуществляется от АРМ энергосбытовой организации по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП). АРМ энергосбытовой организации раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC. В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени (УСВ), счетчиков, УСПД, сервера АИИС КУЭ. В качестве УСВ используется NTP-сервер точного времени.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и NTP-сервера происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от расхождения показаний часов сервера АИИС КУЭ и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 8 - 11 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 8 - 11 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 8 - 11 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 8 - 11 и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 - 7 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1 - 7 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 1$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ 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  |
| 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 программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

| № ИИК | Диспетчерское наименование ИИК           | Состав ИИК АИИС КУЭ  |  |   |      |                 | Вид электроэнергии     |
|-------|--|--|--|---|------|-----------------|------------------------|
|       |  | ТТ   | ТН   | Счетчик   | ИВКЭ | ИВК             |                        |
| 1     | 2  | 3  | 4  | 5   | 6    | 7               | 8                      |
| 1     | ПС «Красное Эхо» 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф.16 | ТОЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 54621<br>46926<br>Рег. № 7069-79 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 81<br>Рег. № 11094-87  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.00<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1105171734<br>Рег. № 64450-16 | —    | Сервер АИИС КУЭ | активная<br>реактивная |
| 2     | ПС «Красное Эхо» 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф.10 | ТОЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 14737<br>14765<br>Рег. № 7069-79 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 81<br>Рег. № 11094-87  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.00<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1105170903<br>Рег. № 64450-16 | —    |                 | активная<br>реактивная |
| 3     | ПС «Красное Эхо» 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф.8  | ТОЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 14025<br>12575<br>Рег. № 7069-79 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 81<br>Рег. № 11094-87  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.00<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1105170227<br>Рег. № 64450-16 | —    |                 | активная<br>реактивная |
| 4     | ПС «Красное Эхо» 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф.6  | ТОЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 26135<br>10259<br>Рег. № 7069-79 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 81<br>Рег. № 11094-87  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.00<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1105171713<br>Рег. № 64450-16 | —    |                 | активная<br>реактивная |
| 5     | ПС «Красное Эхо» 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф.5  | ТОЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 5392<br>19006<br>Рег. № 7069-79  | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 715<br>Рег. № 11094-87 | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.00<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1105170254<br>Рег. № 64450-16 | —    |                 | активная<br>реактивная |
| 6     | ПС «Красное Эхо» 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф.9  | ТОЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 19365<br>19567<br>Рег. № 7069-79 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 715<br>Рег. № 11094-87 | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.00<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1105171950<br>Рег. № 64450-16 | —    |                 | активная<br>реактивная |
| 7     | ПС «Красное Эхо» 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф.19 | ТОЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 12709<br>12599<br>Рег. № 7069-79 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 715<br>Рег. № 11094-87 | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.00<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1105170261<br>Рег. № 64450-16 | —    |                 | активная<br>реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2   | 3  | 4  | 5   | 6  | 7               | 8                      |
|----|---|--|--|---|--|-----------------|------------------------|
| 8  | ПС «Уршель»<br>110/35/6 кВ,<br>ЗРУ-6 кВ,<br>ф. 606  | ТПЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 400/5<br>Зав. № 56699<br>56894<br>Рег. № 1276-59 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 807<br>Рег. № 11094-87 | СЭТ-4ТМ.03.01<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>0120071507<br>Рег. № 27524-04 | СИКОН С70<br>Зав. № 02457<br>Рег. № 28822-05 | Сервер АИИС КУЭ | активная<br>реактивная |
| 9  | ПС «Уршель»<br>110/35/6 кВ,<br>ЗРУ-6 кВ,<br>ф. 608  | ТПЛ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 400/5<br>Зав. № 76532<br>75097<br>Рег. № 1276-59 | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 807<br>Рег. № 11094-87 | СЭТ-4ТМ.03.01<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>0120071626<br>Рег. № 27524-04 |  |                 | активная<br>реактивная |
| 10 | ПС «Уршель»<br>110/35/6 кВ,<br>ЗРУ-6 кВ,<br>ф. 610  | ТЛМ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 800/5<br>Зав. № 9672<br>8595<br>Рег. № 2473-69   | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 20<br>Рег. № 11094-87  | СЭТ-4ТМ.03.01<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>0120071744<br>Рег. № 27524-04 |  |                 | активная<br>реактивная |
| 11 | ПС «Уршель»<br>110/ 35/6 кВ,<br>ЗРУ-6 кВ,<br>ф. 614 | ТЛМ-10<br>кл. т. 0,5<br>Ктт = 400/5<br>Зав. № 0814<br>4821<br>Рег. № 2473-69   | НАМИ-10<br>кл. т. 0,2<br>Ктн = 6000/<br>100<br>Зав. № 20<br>Рег. № 11094-87  | СЭТ-4ТМ.03.01<br>кл. т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>0120071724<br>Рег. № 27524-04 |  |                 | активная<br>реактивная |

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

| Номер ИИК                                   | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения δ, %   |                                   |                                     |   |
|---|------|---|-----------------------------------|-------------------------------------|---|
|   |      | $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$   | $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ |
| 1 - 11<br>(ТТ 0,5; ТН 0,2;<br>Счетчик 0,5S) | 1,0  | -   | ±2,1                              | ±1,6                                | ±1,4                                    |
|   | 0,9  | -   | ±2,6                              | ±1,7                                | ±1,5                                    |
|   | 0,8  | -   | ±3,1                              | ±1,9                                | ±1,6                                    |
|   | 0,7  | -   | ±3,7                              | ±2,2                                | ±1,8                                    |
|   | 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 δ, % |                                   |                                     |   |
|   |      | $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$   | $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ |
| 1 - 7<br>(ТТ 0,5; ТН 0,2;<br>Счетчик 1,0)   | 0,44 | -   | ±7,1                              | ±4,6                                | ±3,9                                    |
|   | 0,6  | -   | ±5,4                              | ±3,8                                | ±3,5                                    |
|   | 0,71 | -   | ±4,7                              | ±3,5                                | ±3,3                                    |
|   | 0,87 | -   | ±4,0                              | ±3,2                                | ±3,1                                    |
| 8 - 11<br>(ТТ 0,5; ТН 0,2;<br>Счетчик 1,0)  | 0,44 | -   | ±7,1                              | ±4,3                                | ±2,9                                    |
|   | 0,6  | -   | ±5,2                              | ±3,0                                | ±2,4                                    |
|   | 0,71 | -   | ±4,3                              | ±2,6                                | ±2,3                                    |
|   | 0,87 | -   | ±3,5                              | ±2,3                                | ±2,1                                    |

Предел абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC  $\pm 5$  с.

Примечания:

1 Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_2\%$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

3 В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

4 Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;

сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;

температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С;

относительная влажность воздуха от 30 до 80 % при 25 °С.

5 Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;

сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;

температура окружающей среды:

для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;

для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001;

относительная влажность воздуха от 75 до 98 % при 25 °С.

6 Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-2012 для ИИК 1 - 7, по ГОСТ 30206-96 для ИИК 8 - 11; в режиме измерения реактивной электроэнергии ГОСТ 31819.23-2012 для ИИК 1 - 7, по ГОСТ 26035-83 для ИИК 8 - 11.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;

счетчики СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;

УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

для счетчика  $T_v \leq 2$  часов;

для УСПД  $T_v \leq 2$  часов;

для УСВ  $T_v \leq 2$  часов;

для сервера  $T_v \leq 1$  часа;

для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  часа;

для модема  $T_v \leq 1$  часа.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, УСВ, сервере, АРМ;

организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий  
фактов параметрирования счетчика;  
фактов пропадания напряжения;  
фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках (функция автоматизирована);  
УСПД (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

счетчики СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;  
счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;  
УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;  
ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений указана в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

| Наименование                                       | Обозначение  | Количество |
|--|--|------------|
| Трансформатор тока                                 | ТОЛ-10   | 14 шт.     |
| Трансформатор тока                                 | ТПЛ-10   | 4 шт.      |
| Трансформатор тока                                 | ТЛМ-10   | 4 шт.      |
| Трансформатор напряжения                           | НАМИ-10  | 4 шт.      |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | ПСЧ-4ТМ.05МК.00  | 7 шт.      |
|  | СЭТ-4ТМ.03.01  | 4 шт.      |
| Устройство сбора и передачи данных                 | СИКОН С70  | 1 шт.      |
| Сервер АИИС КУЭ                                    | Сервер на базе IBM-совместимого промышленного компьютера | 1 шт.      |
| Методика поверки                                   | РТ-МП-5020-500-2017                                      | 1 экз.     |
| Паспорт-формуляр                                   | ЭССО.411711.АИИС.380 ПФ                                  | 1 экз.     |

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5020-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Красное Эхо». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 20.12.2017 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.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК - по методике проверки ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;

УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.

Энергомонитор 3.3Т1-С, измеряющий параметры электросети. Регистрационный № 39952-08;

Прибор комбинированный Testo 622, измеряющий рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ. Регистрационный № 39952-08;

Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Регистрационный № 46656-11);

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

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 аттестованном документе:

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Красное Эхо». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0012/2017-01.00324-2011 от 30.08.2017.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Красное Эхо»**

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

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.