

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волга» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### 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 (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующих GSM-коммуникаторов С-1.02. Далее информация передаётся по каналу связи стандарта GSM на уровень ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «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 охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующим собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC  $\pm 0,5$  с. Сличение часов сервера с УСВ-1 производится непрерывно, коррекция часов сервера осуществляется в случае расхождения на величину более 2 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов сервера на величину более  $\pm 2$  с, но не чаще 2 раз в сутки. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО «Пирамида 2000»

| Идентификационные признаки                      | Значение                         |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |
|-------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | CalcClients.dll                  | CalcLeakage.dll                  | CalcLosses.dll                   | Metrol-ogy.dll                   | Parse-Bin.dll                    | ParseIEC.dll                     | ParseModbus.dll                  | ParsePiramida.dll                | SynchroNSI.dll                   | VerifyTime.dll                   |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | 3                                |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |
| Цифровой идентификатор ПО                       | e55712d0b1b219065d63da949114dae4 | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 | 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                              |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |                                  |

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

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «Волга» и их метрологические характеристики

| Но-<br>мер<br>ИК | Наименование<br>точки измерений                       | Измерительные компоненты                                                        |    |                                                               | Сервер                                         | Вид<br>элек-<br>тро-<br>энер-<br>гии | Метрологиче-<br>ские характери-<br>стики ИК* |                                                   |
|------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|----|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------------|
|                  |                                                       | ТТ                                                                              | ТН | Счетчик                                                       |                                                |                                      | Основ-<br>ная по-<br>греш-<br>ность,<br>%    | Погреш-<br>ность в<br>рабочих<br>услови-<br>ях, % |
| 1                | 2                                                     | 3                                                                               | 4  | 5                                                             | 6                                              | 7                                    | 8                                            | 9                                                 |
| 1                | ТП-353 6/0,4 кВ,<br>1 с.ш. 0,4 кВ,<br>Ввод 0,4 кВ Т-1 | ТШП-0,66<br>Кл.т. 0,5<br>2000/5<br>Зав. № 10304<br>Зав. № 10303<br>Зав. № 72566 | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1109141461 | ИВК<br>«ИКМ<br>Пирами-<br>да»<br>Зав. №<br>333 | Ак-<br>тивная                        | ± 1,0                                        | ± 3,2                                             |
|                  |                                                       |                                                                                 |    |                                                               |                                                | Реак-<br>тивная                      | ± 2,1                                        | ± 5,5                                             |
| 2                | ТП-353 6/0,4 кВ,<br>2 с.ш. 0,4 кВ,<br>Ввод 0,4 кВ Т-2 | ТШП-0,66<br>Кл.т. 0,5<br>2000/5<br>Зав. № 10165<br>Зав. № 2923<br>Зав. № 10167  | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1109141470 |                                                | Ак-<br>тивная                        | ± 1,0                                        | ± 3,2                                             |
|                  |                                                       |                                                                                 |    |                                                               |                                                | Реак-<br>тивная                      | ± 2,1                                        | ± 5,5                                             |
| 3                | ТП-351 6/0,4 кВ,<br>ЩО 71 (1) 0,4 кВ                  | ТТИ-А<br>Кл.т. 0,5<br>250/5<br>Зав. № X15782<br>Зав. № X15723<br>Зав. № X15780  | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1107142620 |                                                | Ак-<br>тивная                        | ± 1,0                                        | ± 3,2                                             |
|                  |                                                       |                                                                                 |    |                                                               |                                                | Реак-<br>тивная                      | ± 2,1                                        | ± 5,5                                             |
| 4                | ТП-351 6/0,4 кВ,<br>ЩО 71 (2) 0,4 кВ                  | ТТИ-А<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Зав. № A17955<br>Зав. № A17957<br>Зав. № A17958  | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1107142681 |                                                | Ак-<br>тивная                        | ± 1,0                                        | ± 3,2                                             |
|                  |                                                       |                                                                                 |    |                                                               |                                                | Реак-<br>тивная                      | ± 2,1                                        | ± 5,5                                             |
| 5                | ТП-351 6/0,4 кВ,<br>1 с.ш. 0,4 кВ,<br>Ввод 0,4 кВ Т-3 | СТ 6<br>Кл.т. 0,5<br>1500/5<br>Зав. № 43644<br>Зав. № 43647<br>Зав. № 43635     | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1109141468 |                                                | Ак-<br>тивная                        | ± 1,0                                        | ± 3,2                                             |
|                  |                                                       |                                                                                 |    |                                                               |                                                | Реак-<br>тивная                      | ± 2,1                                        | ± 5,5                                             |
| 6                | ТП-351 6/0,4 кВ,<br>2 с.ш. 0,4 кВ,<br>Ввод 0,4 кВ Т-4 | СТ 6<br>Кл.т. 0,5<br>1500/5<br>Зав. № 43636<br>Зав. № 43634<br>Зав. № 43629     | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1109141477 |                                                | Ак-<br>тивная                        | ± 1,0                                        | ± 3,2                                             |
|                  |                                                       |                                                                                 |    |                                                               |                                                | Реак-<br>тивная                      | ± 2,1                                        | ± 5,5                                             |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2                                    | 3                                                                              | 4 | 5                                                             | 6                                              | 7                                    | 8                          | 9                          |
|---|--------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|---|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 7 | ТП-351 6/0,4 кВ,<br>ЩО 71 (3) 0,4 кВ | ТТИ-А<br>Кл.т. 0,5<br>250/5<br>Зав. № X15769<br>Зав. № X17436<br>Зав. № X15771 | — | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1107142606 | ИВК<br>«ИКМ<br>Пирами-<br>да»<br>Зав. №<br>333 | Ак-<br>тивная<br><br>Реак-<br>тивная | $\pm 1,0$<br><br>$\pm 2,1$ | $\pm 3,2$<br><br>$\pm 5,5$ |
| 8 | ТП-351 6/0,4 кВ,<br>ЩО 71 (4) 0,4 кВ | ТТИ-А<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Зав. № A17959<br>Зав. № A17954<br>Зав. № A17956 | — | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1107142627 |                                                | Ак-<br>тивная<br><br>Реак-<br>тивная | $\pm 1,0$<br><br>$\pm 2,1$ | $\pm 3,2$<br><br>$\pm 5,5$ |

\*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С;

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,05 – 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5%  $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у

перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волга» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование компонента                                             | Тип компонента | № Госреестра | Количество |
|---------------------------------------------------------------------|----------------|--------------|------------|
| Трансформаторы тока шинные                                          | ТШП-0,66       | 15173-01     | 6          |
| Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ | ТТИ-А          | 28139-07     | 12         |
| Трансформаторы тока                                                 | СТ 6           | 49676-12     | 6          |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные                  | ПСЧ-4ТМ.05МК   | 46634-11     | 8          |
| Устройство синхронизации времени                                    | УСВ-1          | 28716-05     | 1          |
| Комплексы информационно-вычислительные                              | ИКМ-Пирамида   | 29484-05     | 1          |
| Методика поверки                                                    | —              | —            | 1          |
| Паспорт-формуляр                                                    | —              | —            | 1          |
| Руководство по эксплуатации                                         | —              | —            | 1          |

### Поверка

осуществляется по документу МП 62342-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волга». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» в октябре 2015 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.

- комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» – по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005г.

Перечень основных средств поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

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

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Волга». Руководство пользователя» ИСАЭ.411711.011.ИЗ.

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

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

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

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

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «НПО «Информационные системы»  
(ООО «НПО «Информационные системы»)

Почтовый адрес: 105120, г. Москва, ул. Нижняя Сыромятническая, д.1/4

ИНН 7709234227

Тел./факс: (495) 961-22-88/(495) 961-22-70

### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго»  
(ООО «Альфа-Энерго»)

Юридический адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Тел/факс: (4912)55-00-01 / 44-55-84

Е-mail: [asu@rcsm-ryazan.ru](mailto:asu@rcsm-ryazan.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.