

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Энерготрейдинг», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A №55674, регистрационный № 59031-14, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1 предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### 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), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, 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) на базе «ИКМ-Пирамида», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, втоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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 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 от-

четных документов. На сервер анные поступают по основным каналам связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Сбор информации от счетчиков осуществляется по каналам связи сервером баз данных ИВК. Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения, которое функционирует на сервере ИВК. Данные передаются в формате 80020. На сервере ИВК осуществляется хранение, обработка и предоставление на АРМ по локальной сети предприятия собранной информации, а также дальнейшая ретрансляция по существующим каналам связи в заинтересованные организации.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС» и смежным субъектам ОРЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на  $\pm 1$  с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени приемника не более  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 1$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1 используется ПО «Пирамида 2000» версии 1.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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

| Идентификационные признаки                      | Значение                                       |
|-------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | ПО «Пирамида 2000»<br>Библиотека Metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | 1.0.0.0                                        |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83               |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                                            |

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

# **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК                         | Наименование объекта                                           | Измерительные компоненты                                                          |                                                                                                                                                |                                                            |      | Вид электроэнергии         | Метрологические характеристики ИК |                                |
|----------------------------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------|----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
|                                  |                                                                | ТТ                                                                                | ТН                                                                                                                                             | Счётчик                                                    | УСПД |                            | Основная погрешность, %           | Погрешность в рабочих условиях |
| 1                                | 2                                                              | 3                                                                                 | 4                                                                                                                                              | 5                                                          | 6    | 7                          | 8                                 | 9                              |
| ТПС 110/10 кВ «Сура» ОРУ-110 кВ  |                                                                |                                                                                   |                                                                                                                                                |                                                            |      |                            |                                   |                                |
| 1                                | ТПС 110/10 кВ «Сура» ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ «Инза-Сура» ИК №5   | ТГФМ-110П*<br>Кл. т. 0,2S<br>600/1<br>Зав. № 7683;<br>Зав. № 7953;<br>Зав. № 7604 | НАМИ-110 УХЛ1<br>Кл. т. 0,2<br>110000/√3/100/√3<br>Зав. № 7951;<br>Зав. № 7777;<br>Зав. № 7778;<br>Зав. № 7952;<br>Зав. № 7916;<br>Зав. № 7918 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 01240049  | -    | активная<br><br>реактивная | ±0,6<br><br>±1,3                  | ±1,5<br><br>±2,5               |
| 2                                | ТПС 110/10 кВ «Сура» ОРУ-110 кВ, РП-110 кВ ИК №6               | ТГФМ-110П*<br>Кл. т. 0,2S<br>600/1<br>Зав. № 7948;<br>Зав. № 7594;<br>Зав. № 7682 | НАМИ-110 УХЛ1<br>Кл. т. 0,2<br>110000/√3/100/√3<br>Зав. № 7952;<br>Зав. № 7916;<br>Зав. № 7918                                                 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 01241501  | -    | активная<br><br>реактивная | ±0,6<br><br>±1,3                  | ±1,5<br><br>±2,5               |
| ТПС 110/10 кВ «Ночка» ОРУ-110 кВ |                                                                |                                                                                   |                                                                                                                                                |                                                            |      |                            |                                   |                                |
| 3                                | ТПС 110/10 кВ «Ночка» ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ «Инза-Ночка» ИК №7 | ТГФМ-110П*<br>Кл. т. 0,2S<br>150/1<br>Зав. № 2962;<br>Зав. № 2953;<br>Зав. № 2968 | НАМИ-110 УХЛ1<br>Кл. т. 0,2<br>110000/√3/100/√3<br>Зав. № 1372;<br>Зав. № 1379;<br>Зав. № 1499                                                 | A1802RALXQ-P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 01183346 | -    | активная<br><br>реактивная | ±0,6<br><br>±1,3                  | ±1,5<br><br>±2,5               |

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_{ном}$ , частота - (50 ± 0,15) Гц;  $\cos j = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1)  $U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2)  $I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1)  $U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2)  $I_{н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 65 °С;

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

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

- температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos j = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Энерготрейдинг» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик А1800 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  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 БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

нии:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1 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                                                                   | Тип                  | № Госреестра | Количество, шт. |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------|-----------------|
| 1                                                                              | 2                    | 3            | 4               |
| Трансформатор тока                                                             | ТГФМ-110П*           | 36672-08     | 9               |
| Трансформатор напряжения<br>антирезонансный                                    | НАМИ-110 УХЛ1        | 24218-08     | 9               |
| Счётчик электрической энергии<br>трехфазный многофункциональный<br>Альфа А1800 | A1802RALQ-P4GB-DW-4  | 31857-11     | 2               |
| Счётчик электрической энергии<br>трехфазный многофункциональный<br>Альфа А1800 | A1802RALXQ-P4GB-DW-4 | 31857-06     | 1               |
| Программное обеспечение                                                        | «Пирамида 2000»      | -            | 1               |
| Методика поверки                                                               | -                    | -            | 1               |
| Формуляр                                                                       | -                    | -            | 1               |
| Руководство по эксплуатации                                                    | -                    | -            | 1               |

### Поверка

осуществляется по документу МП 59031-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства поверки счетчиков A1802RALQ-P4GB-DW-4 – по документу "Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП", согласованному с ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2011 г.
- Средства поверки счетчиков A1802RALXQ-P4GB-DW-4 – по документу МП-2203-0042-2006 "Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки", согласованному с ГЦИ СИ "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 19 мая 2006 г.
- 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 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг» с Изменением № 1**

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

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

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

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер»  
(ООО «ПКФ «Тенинтер»)

Юридический адрес: 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12

Почтовый адрес: 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 2

Тел.: 8(495) 788-48-25

Факс: 8(495) 788-48-25

E-mail: [Sav2803@mail.ru](mailto:Sav2803@mail.ru)

[www.teninter.ru](http://www.teninter.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.