

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий», сертификат об утверждении типа средств измерений RU.E.34.004.A № 31385, регистрационный № 37635-08, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 33 - 36<sup>1</sup>.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности

---

<sup>1</sup> номера точек измерений идут в порядковой очередности с описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Уралкалий», регистрационный № 37635-08

0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики ЕвроАльфа класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии, класса точности 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS и каналообразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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 счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный № 52065-12).

Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источники сигналов эталонного времени – два устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS (УССВ-1, УССВ-2) на базе GPS-приемников, входящие в состав ИВКЭ и подключенные к УСПД (УСПД-1, УСПД-2), расположенным соответственно на БКПРУ-1 и БКПРУ-4), встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков.

Часы УСПД-1, УСПД-2 синхронизированы со временем УССВ-1, УССВ-2 соответственно, коррекция времени происходит 1 раз в час допустимое рассогласование  $\pm 2$  с. Сличение времени сервера БД с временем УСПД-2, осуществляется при каждом сеансе связи и корректировка времени сервера БД осуществляется при расхождении с временем УСПД-2  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД-1  $\pm 2$  с. Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ИВК «АльфаЦЕНТР», а именно ПО «АльфаЦЕНТР», регистрационный № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ИВК «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – нет.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки)          | Метрологически значимая часть ПО |
|----------------------------------------------|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО            | ac_metrology.dll                 |
| Номер версии<br>(идентификационный номер) ПО | 12.1.0.0                         |
| Цифровой идентификатор ПО                    | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора | MD5                              |

## Метрологические и технические характеристики

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

| Наименование<br>объекта и номер<br>точки измерений |                                                                                         | Состав измерительного канала   |                                             |                                       |                                               | Вид<br>элек-<br>троэнер-<br>гии       | Метрологиче-<br>ские характери-<br>стики ИК |                                           |
|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------|
|                                                    |                                                                                         | ТТ                             | ТН                                          | Счетчик                               | УСПД/<br>Сервер                               |                                       | Основная по-<br>грешность, %                | Погрешность в<br>рабочих усло-<br>виях, % |
| 33                                                 | БКПРУ-4<br>ГПП-2<br>«Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ,<br>4 С.Ш.,<br>яч. 4.3<br>«РП-018<br>Ввод №2» | ТОЛ-10-1<br>400/5<br>Кл.т 0,5S | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5 | EA05RL-<br>P1B-3<br>Кл.т.<br>0,5S/1,0 | RTU 325L /<br>IBMxSeries 336 ПО<br>АльфаЦЕНТР | Актив-<br>ная,<br><br>Реак-<br>тивная | ± 1,1<br><br>± 2,7                          | ± 3,0<br><br>± 5,9                        |

|    |                                                                                                       |                                  |                                             |                                       |                                            |                                       |                    |                    |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------|--------------------|
| 34 | БКПРУ-4<br>ГПП-2<br>«Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ,<br>3 С.Ш.,<br>яч. 3.10<br>«Водоканал<br>РП-018 Ввод<br>№1» | ТОЛ-10-I-1<br>400/5<br>Кл.т 0,5S | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5 | EA05RL-<br>P1B-3<br>Кл.т.<br>0,5S/1,0 |                                            |                                       |                    |                    |
| 35 | БКПРУ-4<br>ГПП-2<br>«Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ,<br>4 С.Ш.,<br>яч. 4.12<br>«РП-Тяговая<br>Ввод №2»          | ТОЛ-10-I<br>400/5<br>Кл.т 0,5    | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5 | EA05RL-<br>P1B-3<br>Кл.т.<br>0,5S/1,0 | RTU 325L /<br>IBMxSeries 336 ПО АльфаЦЕНТР | Актив-<br>ная,<br><br>Реак-<br>тивная | ± 1,1<br><br>± 2,7 | ± 3,2<br><br>± 5,1 |
| 36 | БКПРУ-4<br>ГПП-2<br>«Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ,<br>3 С.Ш.,<br>яч. 3.11<br>«РЖД<br>РП-Тяговая<br>Ввод №1»   | ТОЛ-10-I-2<br>400/5<br>Кл.т 0,5  | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5 | EA05RL-<br>P1B-3<br>Кл.т.<br>0,5S/1,0 |                                            |                                       |                    |                    |

Примечания:

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

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение от 0,98 Уном. до 1,02 Уном.; ток от 1,0 Ином. до 1,2 Ином.,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .

4. Рабочие условия:

· параметры сети: напряжение от 0,9 Уном. до 1,1 Уном.; ток от 0,02 Ином. до 1,2 Ином для точек измерений № 33, 34, ток 0,05 Ином до 1,2 Ином для точек измерений № 35, 36;

· допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70  $^\circ\text{C}$ , для счетчиков от минус 40 до плюс 70  $^\circ\text{C}$ ; для УСПД от 0 до плюс 70  $^\circ\text{C}$ ; и сервера от плюс 15 до плюс 35  $^\circ\text{C}$ .

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд., ток 0,02 Ином для точек измерений № 33, 34; ток 0,05 Ином для точек измерений № 35, 36 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 30  $^\circ\text{C}$ .

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии ЕвроАльфа по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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

8. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчики ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ не  $T=50000$  ч, среднее время восстановления работоспособности ( $t_v$ ) не более 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности ( $t_v$ ) не более 2ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 80000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации—участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и УСПД;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком;  
выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
электросчётчика;  
испытательной коробки;  
УСПД;  
сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
электросчетчика,  
УСПД,  
сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 117 суток; сохранение информации при отключении питания – до 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии за месяц по каждому каналу - 45 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – 5 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ указана в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ

| Наименование объектов и номера точек измерений |                                                                                              | Состав измерительных каналов                |                                                                           |                                               |                                              |
|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------|
|                                                |                                                                                              | ТТ                                          | ТН                                                                        | Счетчик                                       | УСПД/Сервер                                  |
| 33                                             | БКПРУ-4<br>ГПП-2 «Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ, 4 С.Ш.,<br>яч. 4.3<br>«РП-018 Ввод №2»               | ТОЛ-10-I<br>400/5<br>Кл.т 0,5S<br>(2 шт.)   | ЗНОЛП-6У2<br>6000/ $\sqrt{3}$ /<br>100/ $\sqrt{3}$<br>Кл.т 0,5<br>(3 шт.) | ЕА05RL-<br>Р1В-3<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>(1 шт.) | RTU 325L (1 шт.) /<br>IBMXSeries 336 (1 шт.) |
| 34                                             | БКПРУ-4<br>ГПП-2 «Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ, 3 С.Ш.,<br>яч. 3.10<br>«Водоканал РП-018<br>Ввод №1» | ТОЛ-10-I-1<br>400/5<br>Кл.т 0,5S<br>(2 шт.) | ЗНОЛП-6У2<br>6000/ $\sqrt{3}$ /<br>100/ $\sqrt{3}$<br>Кл.т 0,5<br>(3 шт.) | ЕА05RL-<br>Р1В-3<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>(1 шт.) |                                              |

Продолжение таблицы 3

| Наименование объектов и номера точек измерений |                                                                                         | Состав измерительных каналов               |                                                        |                                               |                                              |
|------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------|
|                                                |                                                                                         | ТТ                                         | ТН                                                     | Счетчик                                       | УСПД/Сервер                                  |
| 35                                             | БКПРУ-4<br>ГПП-2 «Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ, 4 С.Ш.,<br>яч. 4.12<br>«РП-Тяговая Ввод №2»     | ТОЛ-10-I<br>400/5<br>Кл.т 0,5<br>(2 шт.)   | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5<br>(3 шт.) | ЕА05RL-<br>Р1В-3<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>(1 шт.) | RTU 325L (1 шт.) /<br>IBMxSeries 336 (1 шт.) |
| 36                                             | БКПРУ-4<br>ГПП-2 «Заполье»<br>ЗРУ-6 кВ, 3 С.Ш.,<br>яч. 3.11 «РЖД<br>РП-Тяговая Ввод №1» | ТОЛ-10-I-2<br>400/5<br>Кл.т 0,5<br>(2 шт.) | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5<br>(3 шт.) | ЕА05RL-<br>Р1В-3<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>(1 шт.) |                                              |

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки ЭПК275/05.1.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки».

### Поверка

осуществляется по документу ЭПК275/05.1.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Уралкалий» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в январе 2015г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики ЕвроАльфа – по методике поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки»;
- УСПД RTU 325 – по методике поверки «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП.» утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 регистрационный № 27008-04.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» № ЭПК275/05-1.ФО.

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

- |                |                                                         |
|----------------|---------------------------------------------------------|
| ГОСТ 1983-2001 | «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия». |
| ГОСТ 7746-2001 | «Трансформаторы тока. Общие технические условия».       |

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

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

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**

ЗАО «Энергопромышленная компания»

тел./факс (343) 251-19-96,

адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел./факс: (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.