

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СЗФК»

### Назначение средства измерений

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

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), АРМ энергосбытовой организации, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (основной канал) поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных по проводным линиям связи на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

При отказе основного канала цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на GSM-модем и далее по каналам связи стандарта GSM (резервный канал) поступает на сервер.

На сервере осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации (в случае передачи данных по резервному каналу происходит вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой организации.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ.

Сравнение часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в час, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется каждый час, корректировка часов УСПД производится при расхождении на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется один раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

| Идентификационные данные (признаки)             | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | ac_metrology.dll                 |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | не ниже 15.10                    |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                              |

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

| Но мер ИК | Наименование точки измерений                                      | Измерительные компоненты  |  |   |                             | Сервер/УСВ  | Вид электроэнергии | Метрологические характеристики ИК                               |  |
|-----------|---|---|--|---|-----------------------------|---|--------------------|---|--|
|           |   | ТТ  | ТН   | Счетчик   | УСПД                        |   |                    | Границы допустимой относительной погрешности ( $\pm\delta$ ), % | Границы допустимой относительной погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), % |
| 1         | ПС 150 кВ<br>Олений ручей,<br>ОРУ-150 кВ,<br>ВЛ-150 кВ,<br>ОЛ-195 | SB 0,8<br>Кл.т. 0,5S<br>200/5<br>Рег. № 20951-06<br>Фазы: А; В; С | НКФА-150<br>Кл.т. 0,2<br>150000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 39263-11<br>Фазы: А; В; С | A1802RAL-<br>P4GB-DW-4<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-11 | RTU-325L<br>Рег. № 37288-08 | HP ProLiant<br>DL360 G7<br><br>УСВ-3<br>Рег. № 64242-16 | Активная           | 1,0   | 2,9  |
|           |   |   |  |   |                             |   | Реактивная         | 2,0   | 4,6  |
| 2         | ПС 150 кВ<br>Олений ручей,<br>ОРУ-150 кВ,<br>ВЛ-150 кВ,<br>ОЛ-196 | SB 0,8<br>Кл.т. 0,5S<br>200/5<br>Рег. № 20951-06<br>Фазы: А; В; С | НКФА-150<br>Кл.т. 0,2<br>150000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 39263-11<br>Фазы: А; В; С | A1802RAL-<br>P4GB-DW-4<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-11 | RTU-325L<br>Рег. № 37288-08 | УСВ-3<br>Рег. № 64242-16                                | Активная           | 1,0   | 2,9  |
|           |   |   |  |   |                             |   | Реактивная         | 2,0   | 4,6  |

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ  $\pm 5$  с.

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8$  инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики   | Значение   |
|---|--|
| Количество ИК   | 2  |
| Нормальные условия:<br>параметры сети:<br>напряжение, % от $U_{ном}$<br>ток, % от $I_{ном}$<br>коэффициент мощности $\cos\varphi$<br>частота, Гц<br>температура окружающей среды, °С  | от 95 до 105<br>от 1 до 120<br>0,9<br>от 49,8 до 50,2<br>от +15 до +25   |
| Условия эксплуатации:<br>параметры сети:<br>напряжение, % от $U_{ном}$<br>ток, % от $I_{ном}$<br>коэффициент мощности $\cos\varphi$<br>частота, Гц<br>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С<br>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С<br>температура окружающей среды в месте расположения сервера и УСПД, °С  | от 90 до 110<br>от 1 до 120<br>от 0,5 до 1,0<br>от 49,6 до 50,4<br>от -45 до +40<br>от +10 до +35<br>от +15 до +25 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:<br>для счетчиков:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч<br>для УСПД:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч<br>для УСВ:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч<br>для сервера:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч | 120000<br>2<br>100000<br>2<br>45000<br>2<br>35000<br>1   |
| Глубина хранения информации:<br>для счетчиков:<br>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее<br>при отключении питания, лет, не менее<br>для УСПД:<br>суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее<br>при отключении питания, лет, не менее<br>для сервера:<br>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее                                | 180<br>30<br>45<br>5<br>3,5  |

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

Возможность сбора информации:  
о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование   | Обозначение | Количество,<br>шт./экз. |
|--|-------------|-------------------------|
| 1  | 2           | 3                       |
| Трансформаторы тока встроенные                                   | SB 0,8      | 6                       |
| Трансформаторы напряжения  | НКФА-150    | 6                       |
| Счетчики электрической энергии трехфазные<br>многофункциональные | Альфа А1800 | 2                       |

Продолжение таблицы 4

| 1                                  | 2                    | 3 |
|------------------------------------|----------------------|---|
| Устройства сбора и передачи данных | RTU-325L             | 1 |
| Устройства синхронизации времени   | УСВ-3                | 1 |
| Сервер                             | HP ProLiant DL360 G7 | 1 |
| Методика поверки                   | МП ЭПР-209-2019      | 1 |
| Паспорт-формуляр                   | 11.2019.СЗФК-АУ.ФО   | 1 |

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-209-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СЗФК». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 01.11.2019 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с методиками поверки средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «СЗФК», свидетельство об аттестации № 238/RA.RU.312078/2019.

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

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

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

### Изготовитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания РусГидро» (АО «ЭСК РусГидро»)

ИНН 7804403972

Адрес: 117393, г. Москва, ул. Архитектора Власова, д. 51

Телефон: (495) 983-33-28

Факс: (495) 984-63-80

Web-сайт: [www.esc.rushydro.ru](http://www.esc.rushydro.ru)

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

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»  
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,  
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств  
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.