

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пыть-Ях

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пыть-Ях (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

### 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325 (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя центр сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири с установленным ПО «АльфаЦЕНТР» и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (регистрационный № 45048-10) с установленным ПО на базе СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), устройства синхронизации системного времени УССВ, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) и каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы конвертера интерфейса RS-485/Оптический порт, далее по волоконно-оптической связи на входы конвертера интерфейса Оптический порт/RS-485, далее на конвертер

интерфейса RS-485/Ethernet, далее по сети Ethernet на входы УСПД, где происходит обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, накопление, хранение и передача полученных данных по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) (основной канал связи) на третий уровень системы в ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM в ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири. Между ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ).

На верхнем – третьем уровне системы осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

Передача информации из ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/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, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-35HVS, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Часы сервера ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири и часы сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) синхронизированы с соответствующим УССВ, корректировка часов серверов выполняется автоматически при расхождении показаний часов с соответствующим УССВ на величину более  $\pm 1$  с.

Синхронизация часов УСПД RTU-325 производится от УССВ-35HVS, расположенного на уровне ИВКЭ, не реже 1 раза в час. Корректировка часов УСПД осуществляется при обнаружении расхождения с УССВ на величину более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с, но не чаще одного раза в сутки. Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) на базе СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО «АльфаЦЕНТР». ПО построено на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков, обрабатывать их, хранить в базе данных (БД), предоставлять пользователям по их запросам.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации (механическая – пломбы, защитные марки, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и БД, электронные пароли на доступ к данным в счетчике, УСПД, сервере, предупредительные сообщения об испорченной или скорректированной информации).

Уровень доступа к данным измерений предоставляется в соответствии с правами доступа для всех заинтересованных пользователей и определяется встроенной системой аутентификации.

Таблица 1а — Идентификационные данные СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1б — Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение					
	Программа-планировщик опроса и передачи данных	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Драйвер автоматического опроса счётчиков и УСПД	Драйвер работы с БД	Библиотека шифрования пароля счётчиков	Библиотека сообщений планировщика опросов
Идентификационное наименование ПО						
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v. 11.07.01.01					
Цифровой идентификатор ПО	7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0	a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e	e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	0939ce05295fbcbbba40eeae8d0572c	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
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 ПС 500 кВ Пыть-Ях и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ		Основ- ная по- греш- ность, %	По- греш- ность в рабо- чих ус- ловиях, %
104	КЛ 0,4 кВ Северное Волокно-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 30/5 Зав. № 5013479 Зав. № 5013477 Зав. № 5013478	—	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01289439	RTU-325 Зав. № 004711	актив ная	± 1,0	± 3,3
						реак- тив- ная	± 2,1	± 5,5
103	КЛ 0,4 кВ Северное Волокно-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 30/5 Зав. № 5013476 Зав. № 5013474 Зав. № 5013475	—	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01289441		актив ная	± 1,0	± 3,3
						реак- тив- ная	± 2,1	± 5,5

**Примечания**

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- 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.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 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 65 °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 0 до плюс 70 °С;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2 \% I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

6 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 УСПД 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.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – 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 и УСПД 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 УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - 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;
  - 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);
- 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 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 300 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД RTU-325 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу – 90 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер – 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) ПС 500 кВ Пыть-Ях типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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 опорные	ТОП	47959-11	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 61445-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пыть-Ях. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 23 июня 2015 г.

**Перечень основных средств поверки:**

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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**

Сведения отсутствуют.

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пыть-Ях**

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 «ЕРСМ Сибири»

(ООО «ЕРСМ Сибири»)

Юридический адрес: 660062, г. Красноярск, ул. Телевизорная, д. 7А, стр. 5, офис 10/1

ИНН 2463242025

Тел.: (391) 205-20-24

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

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

(ООО «Техносоюз»)

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д.1 стр.2

Тел.: (495) 640-96-09

E-mail: [info@t-souz.ru](mailto:info@t-souz.ru) [www.t-souz.ru](http://www.t-souz.ru)

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.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

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.      «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.