

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) присоединений ПГУ-235 на ПС 500 кВ Астрахань, ПС 220 кВ Рассвет

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) присоединений ПГУ-235 на ПС 500 кВ Астрахань, ПС 220 кВ Рассвет (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением в ОАО «ФСК ЕЭС».

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчик активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчик) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08) для ИИК № 1, 2 и ТК16L (Госреестр № 36643-07), радиосервер точного времени РСТВ-01 (Госреестр № 40586-09) для ИИК № 3, 4 а так же коммутационное оборудование;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Центра (Филиал открытого акционерного общества "ФСК ЕЭС" МЭС Центра Волго-Донское ПМЭС) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Устройства 3 –го уровня ИВК входят в состав системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети - АИИС КУЭ ЕНЭС (Госреестр № 45673-10) (далее по тексту – ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы

электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчика в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВКЭ входит радиосервер точного времени типа РСТВ-01. Радиосервер точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция часов УСПД. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчика проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей –  $\pm 1,5$  с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

## **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – АИИС КУЭ

ЕНЭС (Метроскоп). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» установленного в ИВК указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	Версия 1.0	D233ED6393702747769A45D E8E67B57E	АИИС КУЭ присоединенный ПГУ-235 на ПС 500 кВ Астрахань, ПС 220 кВ Рассвет DataServ- er.exe, DataServ- er_USPD.exe	MD5
АльфаЦЕНТР	-	50C47E957E99EBB4 DE99F44DFF1590F5	Armserver.exe	
	-	0B6F137F6D8E7DA9 73B2915633DB546B	Armc.exe	
	-	75718B053EF7C5E8 54B87FAFFC72A192	Armra.exe	
	-	0AD7E99FA26724E6 5102E215750C655A	Cdbora2.dll	
	-	0939CE05295FBCBB BA400EEAE8D0572C	encryptdll.dll	
	-	B8C331ABB5E34444 170EEE9317D635CD	alphamess.dll	
АРМ ПС	Версия 3.3.8.0	2724CAC1022BD09519B3635 239BCA851	ARM.EXE	MD5 HASH

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИИК системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) присоединений ПГУ-235 на ПС 500 кВ Астрахань, ПС 220 кВ Рассвет приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 500 кВ Астрахань ВЛ 220 кВ ПГУ-235 - Астрахань	ТОГФ-220 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 111 Зав. № 116 Зав. № 109 Госреестр № 46527-11	НКФ-220-58 Кл. т. 0,5 (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 30325 Зав. № 39361 Зав. № 29410 Госреестр № 14626-06	A1802 RALXQV-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01256494 Госреестр № 31857-11	RTU-325 Зав. № 574 Госреестр № 37288-08
2	ПС 500 кВ Астрахань ОВВ 220 кВ	ТОГФ-220 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 110 Зав. № 117 Зав. № 118 Госреестр № 46527-11	НКФ-220-58 Кл. т. 0,5 (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 28332 Зав. № 29736 Зав. № 3028 Госреестр № 14626-06	A1802 RALXQV-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01256493 Госреестр № 31857-11	
3	ПС 220 кВ Рассвет ВЛ 220 кВ ПГУ-235 - Рассвет	ТОГФ-220 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 112 Зав. № 115 Зав. № 114 Госреестр № 46527-11	НКФ-220-58 Кл. т. 0,5 (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 1047196 Зав. № 1047198 Зав. № 1047191 Госреестр № 14626-06	EPQS 113.23.27.LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01132585 Госреестр № 25971-06	TK16L № 10241441 50 Госреестр № 36643-07

4	ПС 220 кВ Рассвет ОМВ 220 кВ	ТОГФ-220 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 108 Зав. № 113 Зав. № 107 Госреестр № 46527-11	НКФ-220-58 Кл. т. 0,5 (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 1015811 Зав. № 1015809 Зав. № 48654 Госреестр № 14626-06	EPQS 113.23.27.LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01132590 Госреестр № 25971-06	
---	------------------------------------	--	---	--	--

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$	$d_{5\%}$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 4 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИИК	cos φ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$	$d_{5\%}$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 4 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,4	±1,9	±1,5	±1,5
	0,7	±3,8	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±3,2	±1,5	±1,2	±1,2

Примечания:

- Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
  - Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).
  - Нормальные условия эксплуатации :
- Параметры сети:
- диапазон напряжения - от  $0,99 \cdot U_n$  до  $1,01 \cdot U_n$ ;
  - диапазон силы тока - от  $0,05 \cdot I_n$  до  $1,2 \cdot I_n$ ;
  - температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчика - от 18 °С до 25 °С; УСПД - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
  - частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

#### 4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{н1}$  до  $1,1 \cdot U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока - от  $0,05 \cdot I_{н1}$  до  $1,2 \cdot I_{н1}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус  $30^\circ\text{C}$  до  $35^\circ\text{C}$ .

Для счетчика электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от  $0,9 \cdot U_{н2}$  до  $1,1 \cdot U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от  $0,05 \cdot I_{н2}$  до  $1,2 \cdot I_{н2}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $10^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ ;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более двух часов;
- УССВ 35HVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- РСТВ-01 – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 24 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике электрической энергии;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 10 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 4 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформаторы тока	ТОГФ-220	12
2 Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	12
3 Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
4 Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	2
5 Устройства сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325	1
6 Устройство синхронизации времени	УССВ	1
7 Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (УСПД)	TK16L	1
8 Радиосерверы точного времени (устройство синхронизации времени)	PCTB-01	1
9 Устройство синхронизации времени ( верхнего уровня)	УССВ-35HVS	1
10 Методика поверки	МП 1864/550-2014	1
11 Паспорт – формуляр	20-5693-024-13-АИС.ПФ	1

## Поверка

Поверка осуществляется по документу МП 1864/550-2014 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) присоединений ПГУ-235 на ПС 500 кВ Астрахань, ПС 220 кВ Рассвет. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" в июле 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- для 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";
- для счетчиков электрической энергии EPQS - по документу "Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002";
- для счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМС им. Д. И. Менделеева» в мае 2006 г.
- для УСПД (RTU-325) – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- для УСПД (ТК16L) – по документу "Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки" АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в декабре 2007 г.;
- для РСТВ-01 – по документу «Радиосервер точного времени. Руководство по эксплуатации» ПЮЯИ.468212. ОЗ9РЭ, раздел 5 «Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в январе 2009 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;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) присоединений ПГУ-235 на ПС 500 кВ Астрахань, ПС 220 кВ Рассвет. Аттестована ФБУ «Ростест-Москва». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1379/550-01.00229.2014 от 29.07.2014 г.



**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) присоединений ПГУ-235 на ПС 500 кВ Астрахань, ПС 220 кВ Рассвет**

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

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

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

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

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ОАО "ФСК ЕЭС")

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

**Заявитель**

Филиал «ЭНЕКС» (Открытое акционерное общество) «Волгоградэнергопроект»

Юридический адрес: 350058, г. Краснодар, ул. Старокубанская, дом. 116

Тел.: (8442) 26-72-59

Факс: (8442) 94-15-75

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва») 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.