

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением на ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская» ОАО «ФСК ЕЭС».

### Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту - ИИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики) класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005) и класса точности 0,5 и 1,0 (в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С10 (зав. № 238), устройство синхронизации времени типа УСВ-1, коммутационное оборудование;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень 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 Сибири (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированных

рабочих мест (АРМ) на базе ПК; канaloобразующей аппаратуры; средств связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, 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 счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УСВ-1. Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога синхронизации более чем на  $\pm 1$  с происходит коррекция времени часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков 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 счетчиков 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 программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО Таблица

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
"АльфаЦЕНТР"	v. 11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	amrserver.exe	MD5
		745dc940a67cfcb3a1b6f5e4b17ab436	amrc.exe	
		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	amra.exe	
		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	cdbora2.dll	
		0939ce05295fbcbba400eeae8d0572c	cryptdll.dll	
		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	alphamess.dll	

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

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, 4 нормированы с учетом ПО.

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 АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

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

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК				Вид электроэнер- гии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
ПС 220/110/10 кВ "Ульяновская"						
22	ЗРУ-10 кВ, ячейка 04/1, ф. 2604	ТЛО-10 класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № 4432; 4437; 4434 Госреестр № 25433-03	НТМИ-10-66 У3 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 2341 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1 Зав. № 0112080859 Госреестр № 27524-04	СИКОН С10 Зав. № 238	активная реактивная
16-1	ЗРУ-10 кВ, ячейка 19, ф. 2613	ТЛО-10 класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № 4433; 4435; 4436 Госреестр № 25433-03	НТМИ-10-66 У3 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 2103 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0808093295 Госреестр № 36697-08	Госреестр № 21741-01	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

Номер ИИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК					
		Основная относительная погрешность ИИК, ( $\pm d$ ), %			Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
22 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	2,2	2,8	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	1,7	1,9	2,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
16-1 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,5	2,8	1,9	2,5	2,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	1,2	1,5	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,0	1,2	1,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

Номер ИИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК			
		Основная относительная погрешность ИИК, ( $\pm d$ ), %		Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %	
		$\cos \varphi = 0,87(\sin \varphi = 0,5)$	$\cos \varphi = 0,8 (\sin \varphi = 0,6)$	$\cos \varphi = 0,87(\sin \varphi = 0,5)$	$\cos \varphi = 0,8 (\sin \varphi = 0,6)$
22 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 1)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,7	4,7	6,2	5,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	3,5	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,4	2,1	2,8	2,5
16-1 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,5	4,4	5,7	4,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,0	2,4	3,3	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,9	2,7	2,3

Примечания:

- Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения – от  $0,99 \cdot U_{H1}$  до  $1,01 \cdot U_{H1}$ ;
- диапазон силы тока – от  $0,01 \cdot I_{H1}$  до  $1,2 \cdot I_{H1}$ ;
- диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °C до 50 °C; счетчиков - от 18 °C до 25 °C; УСПД - от 10 °C до 30 °C; ИВК - от 10 °C до 30 °C;
- частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – от  $0,9 \cdot U_{h1}$  до  $1,1 \cdot U_{h1}$ ; диапазон силы первичного тока – от  $0,05 \cdot I_{h1}$  до  $1,2 \cdot I_{h1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус  $30^{\circ}\text{C}$  до  $35^{\circ}\text{C}$ .

Для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М :

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения – от  $0,9 \cdot U_{h2}$  до  $1,1 \cdot U_{h2}$ ; диапазон силы вторичного тока – от  $0,01 \cdot I_{h2}$  до  $1,2 \cdot I_{h2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); 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 мГл.

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

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;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

## Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 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 3 лет.

## Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

## Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
2	3	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	2
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство сбор и передачи данных УСПД	СИКОН С10	1
Методика поверки	МП 1670/500-2013	1
Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.025.05. ФО	1

## Проверка

осуществляется по документу МП 1670/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 17.09.2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- для трансформаторов напряжения – 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/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- для счётчика СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 10 сентября 2004 г.

- для счётчика СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 04 декабря 2007 г
- для УСПД СИКОН С10 – по документу "Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С10. Методика поверки. ВЛСТ 180.00.000 И1", утвержденному ВНИИМС в 2003 году;
- 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.

### **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 ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская» - АИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская».

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/008-2013 от 27.09.2013 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская» - АИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Ульяновская»**

1. ГОСТ 22261-94 с изм. "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".
4. ГОСТ 7746–2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
5. ГОСТ 1983–2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S".
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **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**

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр  
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)  
Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4  
Тел.: +7 (495) 620-08-38  
Факс: +7 (495) 620-08-48

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).  
Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31  
Тел.: +7 (495) 544-00-00  
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " \_\_\_\_ " 2013 г.