

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Старорусская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Старорусская» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, устройство синхронизации времени типа 35HVS, коммутационное оборудование и программное обеспечение (ПО) «Альфа Центр».

3-й 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 Северо-Запада (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭ.

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; каналобразующей аппаратуры; средств связи и передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят их 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 преобразуют 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Результаты измерений счётчиками активной и реактивной электроэнергии собираются УСПД, где производится накопление и хранение результатов измерений по подстанции.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных сервера БД ИВК ЦСОД МЭС Северо-Запада. В сервере БД ИВК ЦСОД МЭС Северо-Запада 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя GPS-приемник сигналов точного времени типа 35LVS (35HVS). Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника. При расхождении времени часов УСПД с часами GPS-приемника на  $\pm 1$  с выполняется корректировка часов УСПД. Синхронизация внутренних часов счетчика с часами УСПД осуществляется каждые 30 мин вне зависимости от наличия расхождения часов счетчиков с часами УСПД. Погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа Центр». 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

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.11.04.01	7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e65102e21575	

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
				0c655a	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fb cbbba400eeae8 d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34 444170eee9317 d635cd	

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го уровня АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го уровня АИИС КУЭ			Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	
1	2	3	4	5	6
<b>ПС 330 кВ "Старорусская"</b>					
1	ВЛ-330 кВ "Л-481" точка измерения №7	СТС-1 363 У1 класс точности 0,2S Ктт=1000/1 Зав. № 3364; 3362; 3358; 3354; 3361; 3356 Госреестр № 21879-01	СЗV 362/8 класс точности 0,2 Ктн=330000/√3/100/√3 Зав. № 15094; 15090; 15089 Госреестр № 21880-01	ЕА02RAL-P3C-4W класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01047633 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
2	ОВ-110 кВ точка измерения №1	ТФЗМ-110Б1-IV У1 класс точности 0,2 Ктт=1000/1 Зав. № 8679; 8633; 8642 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-83У1 класс точности 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 61491; 61459; 61474 Госреестр № 1188-84	ЕА02RAL-P3C-4W класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01050158 Госреестр № 16666-07	активная реактивная

Таблица 3. - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm d$ ), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	0,9
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	0,9
2 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,1	1,3	1,4	1,2	1,4	1,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1

Таблица 4. - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm d$ ), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %	
		$\cos \varphi = 0,87(\sin \varphi = 0,5)$	$\cos \varphi = 0,8(\sin \varphi = 0,6)$	$\cos \varphi = 0,87(\sin \varphi = 0,5)$	$\cos \varphi = 0,8(\sin \varphi = 0,6)$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	1,8	2,5	2,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,6	1,4	2,1	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,0	1,8	1,7
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,0	1,8	1,7
2 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,5	2,1	2,9	2,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,7	1,4	2,2	2,0
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,5	1,3	2,1	1,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения -  $(0,99 - 1,01)U_n$ ;
- диапазон силы тока -  $(0,01 - 1,2)I_n$ ;
- диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; ИВКЭ - 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.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 - 1,2)I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии "ЕвроАльфа":

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,01 - 1,2)I_{n2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) 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;
- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;

• УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - 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:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – не менее 30 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 на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Старорусская» типографским способом.

### 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	Кол-во, шт.
1	2
Трансформаторы тока измерительные ТФЗМ-110Б1-IV У1	3
Трансформаторы тока СТС-1 363 У1	6
Трансформаторы напряжения НКФ-110-83У1	3
Трансформаторы напряжения СЗV 362/8	3
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа	2
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 51419-12 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Старорусская». Методика поверки", утвержденному в сентябре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "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";
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Счетчики "ЕвроАльфа" - по документу "Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки";
- УСПД RTU-325 – по документу "Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. ДЯИМ.466453.005 МП. Методика поверки";
- 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**

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Старорусская».

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Старорусская»**

1. ГОСТ 22261-94 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 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.
5. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
6. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
7. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
8. «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Старорусская».



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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы"

(ОАО "ФСК ЕЭС")

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Е-mail: [info@fsk-ees.ru](mailto:info@fsk-ees.ru)

<http://www.fsk-ees.ru/>

**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

Почтовый адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел. (495) 620-08-38

Факс (495) 620-08-48

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»  
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2012 г.