

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/10 кВ ПС «Воздушная» ООО «Праксэа Рус»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/10 кВ ПС «Воздушная» ООО «Праксэа Рус» (далее АИИС КУЭ ПС Воздушная) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, мощности за интервалы времени.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС Воздушная является трехуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ);
- третий – уровень информационно-вычислительного комплекса (далее – ИВК).

В состав АИИС КУЭ ПС Воздушная входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ПС Воздушная решает следующие задачи:

- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;
- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени;
- регистрация параметров электропотребления;
- формирование отчетных документов и передача информации в ООО «Праксэа Рус», ОАО «АТС», филиал ОАО «МРСК–Урала»-«Свердловэнерго» Нижнетагильские электрические сети.

АИИС КУЭ ПС Воздушная включает следующие уровни:

1-й уровень состоит из 2 ИК и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 классов точности 0,2S/0,5;

– вторичные измерительные цепи;

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД типа ЭКОМ-3000;
- технические средства приема-передачи данных (коммутационная и каналобразующая аппаратура).

3-й уровень ИВК включает в себя:

- технические средства приема-передачи данных (коммутационная и каналобразующая аппаратура);
- сервер базы данных ПК «Энергосфера» и автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи посту-

пают на соответствующие входы счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступает в УСПД. В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) по сети Ethernet на уровень сервер БД уровня ИВК, где осуществляется, хранение и накопление измерительной информации.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию часов компонентов АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) - Garmin GPS316x-HVS. Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Регламентированный доступ к информации сервера БД АСКУЭ с АРМ операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- Сервера;
- УСПД.

## **Программное обеспечение**

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом Коммерческого оператора (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;

– сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

– передача в автоматизированном режиме в ИАСУ КУ (КО), Региональное диспетчерское управление Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»)), смежным субъектам ОРЭ результатов измерений;

– автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ, событий в АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС Воздушная.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

– обработка результатов измерений в соответствии с параметризацией УСПД;

– автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль PSO.exe ПК «Энергосфера»	7.0	BD34231A7C8A E0CC59C98B3B 3A6E7A72	-	MD5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

– установкой пароля на счетчик;

– установкой пароля на сервер;

– установкой пароля на УСПД;

– защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт · Ктн · Ксч	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электроэнергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:	
						$\cos \varphi = 0,87$ $\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$			
1	2	3		4	5	6	7	8	9	
1	ВЛ Н.Тагил – Доменная с отпайкой ПС «ГПП-5» (ПС «Воздушная»)	ТТ	КТ=0.2S	A	АМТ 145/3-5	13/124 095	1100000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			Ктт=1000/1	B						
			53126-13	C						
		ТН	КТ=0.2	A	SUD 145/S	13/124 098				
			Ктн=110000:√3/100:√3	B						
			53719-13	C						
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800		01257002				
			Ксч=1							
			31857-11							

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4	5	6	7	8	9	
2	ВЛ Н. Тагил – Вязовская с отпайкой ПС «ГПП-5» (ПС «Воздушная»)	ТТ	КТ=0.2S	A	АМТ 145/3-5	13/124 094	1100000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			К <sub>ТТ</sub> =1000/1	B						
			53126-13	C						
		ТН	КТ=0.2	A	SUD 145/S	13/124 099				
			К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	B						
			53719-13	C						
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800		01257001				
			Ксч=1							
			31857-11							

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности измерений электроэнергии и мощности при доверительной вероятности  $P=0,95$ ;  $\cos\varphi=0,87$  ( $\sin\varphi=0,5$ ) и токе ТТ, равном  $I_{\text{ном}}$ .

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности измерений электроэнергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ;  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ) и токе ТТ, равном 100 % от  $I_{\text{ном}}$ .

3. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 \div 1,02)U_{\text{ном}}$ ; диапазон силы тока  $(1,0 \div 1,2)I_{\text{ном}}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi=0,9$  инд.

– температура окружающего воздуха для счетчиков электрической энергии: от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до  $25^{\circ}\text{C}$ ; УСПД – от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до  $60^{\circ}\text{C}$ ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)\%$ ;

– атмосферное давление  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

– температура окружающего воздуха от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $35^{\circ}\text{C}$ ;

– относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)\%$ ;

– атмосферное давление  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном2}}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном2}}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от  $15^{\circ}\text{C}$  до  $30^{\circ}\text{C}$ ;

– относительная влажность воздуха  $(40 \div 60)\%$ ;

– атмосферное давление  $(750\pm 30)$  мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В, частота  $(50 \pm 1)$  Гц;

– температура окружающего воздуха от  $15^{\circ}\text{C}$  до  $30^{\circ}\text{C}$ ;

– относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)\%$ ;

– атмосферное давление  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более 7 суток;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\,000$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;

6. Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

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

таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС Воздушная как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ ПС Воздушная  $\pm 5$  с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени в АИИС КУЭ ПС Воздушная  $\pm 5$  с/сут.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ПС 110/10 кВ ПС «Воздушная» ООО «Праксэа Рус».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС Воздушная приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ПС Воздушная

Наименование	Тип	Количество
Трансформаторы тока	АМТ 145/3-5	2 шт.
Трансформаторы напряжения	SUD 145/S	2 шт.
Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Руководство пользователя	55181848.422222.220 ИЗ	1 шт.
Методика поверки	041-РЗА-011012-05.7/6.2.МП	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу 041-РЗА-011012-05.7/6.2.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПС 110/10 кВ ПС «Воздушная» ООО «Праксэа Рус». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» 28.03.2014 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- делитель напряжения ДН-220пт, коэффициент деления 1100, пределы допускаемой относительной основной погрешности при измерении напряжения переменного тока синусоидальной формы номинальной частотой 50 Гц  $\pm 0,1$  %;

- прибор сравнения КНТ-03, пределы погрешности измерения: по напряжению не более  $\pm (0,001+0,03 \cdot A)$  %, по углу не более  $\pm (0,1+0,03 \cdot A)$  мин, где А-значения измеряемой величины.

- трансформатор тока измерительный лабораторный ТТИ-5000.5; номинальное значение первичного тока: 2000 А; номинальный класс точности 0,05;

- частотомер электронно-счетный с диапазоном измерения 0,01 Гц — 12 МГц, с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,01 Гц;

- измеритель нелинейных искажений с диапазоном измерения 0...10 % с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,1 %

- нагрузочные устройства (магазины проводимости или магазины сопротивления), обеспечивающие нагрузку поверяемого трансформатора в пределах от 25 до 100 % его номинальной мощности, с пределом допускаемой основной погрешности активной и реактивной составляющих мощности не более  $\pm 4$  %;

- установка для поверки счетчиков электрической энергии МТЕ-S-10.05 с компаратором К2006; класс точности 0,01;
- установка для поверки счетчиков электрической энергии МК6801;
- калибратор переменного тока Ресурс-К2; диапазон измерений активной, реактивной и полной мощности по трем фазам  $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  до  $4,5 \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$ ; пределы допускаемой относительной погрешности измерений активной мощности  $\pm(0,15+0,03 \cdot (P_{\text{н}}/P-1))$ , где  $P_{\text{н}} = I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  при  $|\varphi|=60^{\circ}$ ; пределы допускаемой относительной погрешности измерений реактивной мощности  $\pm(0,15+0,03 \cdot (Q_{\text{н}}/Q-1))$ , где  $Q_{\text{н}} = I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  при  $|\varphi|=60^{\circ}$ ; пределы допускаемой относительной погрешности измерений полной мощности  $\pm(0,15+0,03 \cdot (S_{\text{н}}/S-1))$ , где  $S_{\text{н}} = I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  при  $|\varphi|=60^{\circ}$ ;
- универсальная пробойная установка УПУ-10;
- устройство синхронизации времени УСП-2, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC при синхронизации времени от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS  $\pm 10$  мкс;
- секундомер механический СОПр; класс точности 2;
- переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электроэнергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011;
- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений электроэнергии приведена в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110/10 кВ ПС «Воздушная» ООО «Праксэ Рус», аттестованном Инновационным фондом «РОСИСПЫТАНИЯ». Свидетельство об аттестации № 01.00200-2011/01 от 05.06.2014 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ПС Воздушная ООО «Праксэ Рус»**

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ЗАО «Индустройпроект», адрес: 125171, Россия, г. Самара, ул. Мориса Гореза, д. 1А;  
Тел. (499) 150-83-35, факс: (499) 159-94-74, эл.почта: [mail@ep-rza.ru](mailto:mail@ep-rza.ru).

#### **Заявитель**

ООО «Праксэ Рус»  
Адрес: 105064, г. Москва, ул. Земляной вал, д.9  
Тел: (495) 788-34-50  
Факс: (495) 788-34-51  
Тел. (499) 150-83-35, факс: (499) 159-94-74, эл.почта: [mail@ep-rza.ru](mailto:mail@ep-rza.ru).



**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ)  
«РОСИСПЫТАНИЯ», г. Москва

Адрес: 103001, г. Москва, Гранатный пер., д. 4

Тел: (495) 781-48-99

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30123-10 от 12.02.2010 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.