

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая» с Изменением №1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая» с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая», Г.р. № 48081-11 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 37, 38.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая», Белгородская обл., а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция часов).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в счетчиках).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 поступает на вход УСПД, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных. ИВК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренной электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и и GSM- модем (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов 51070 и 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ состоит из 3 уровней

1-й уровень – измерительно-информационные точки учета в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТТИ-30, класса точности 0,5;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 для измерения активной и реактивной энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) содержит в своем составе:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа УСПД RTU327-E1-B08-M08.
- коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-485/RS-232; линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключенное к УСПД по интерфейсу RS232, выполненное на основе GPS приемника 35-HVS;
- цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи;

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе:

- компьютер в серверном исполнении (сервер опроса и SQL-сервер);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (UPS);
- коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, ZyXEL U-336E Plus, GSM-модемы Cinterion MC-35i);

Измерительно-информационные точки учета, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

## Программное обеспечение

Специализированное ПО «АльфаЦентр».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа - планировщик опроса и передачи данных(стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	11.02.01	04fcc1f93fb0e701ed68cdc4ff54e970	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		8fd268e61bce92120352f2da23ac022f	

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	11.02.01	e3327ecf6492ffd59f1b493e3ea9d75f	MD5
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		dcaed6743d0b6c37d48deda064141f9e	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков A1700,A1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает GPS приемник.

УСПД, с периодом в 30 мин., выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УССВ было не более  $\pm 1$  с.

От УСПД синхронизируются внутренние часы счетчиков 8 раз в сутки при опросе по GSM связи каждые 3 часа. В случае расхождения часов счетчиков и УСПД более чем  $\pm 1$  с, производится коррекция часов счетчиков.

Часы ИВК синхронизируется с часами УСПД при его опросе 1 раз в 30 мин. Допустимое рассогласование часов составляет  $\pm 1$  с, при превышении которого производится коррекция времени.

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

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

### Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологических характеристик с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 2 – Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики.

Канал измерений		Средство измерений			Ктт/ Ксч	Наименование, измеряемой величины					
№ ИК, код НП АТС	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер							
1	2	3	4	5	6	7					
37	ТП-301 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ КЛ 0,4 кВ «Ввод №1»	41907-09	УСПД RTU-327		005523	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время					
			ТТ	КТ=0,5 Ктт= 200/5 № 28139-07			А	ТТИ-30	A25586	40	Ток первичный $I_1$
							В	ТТИ-30	A21349		
		С			ТТИ-30	A25576					
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16	606101706	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время							

1	2	3		4		5	6	7
38	ТП-301 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ КЛ 0,4 кВ «Ввод №2»	41907-09		УСПД RTU-327		005523	40	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
ТТ		КТ=0,5 Ктт= 200/5 № 28139-07	А	ТТИ-30	A25574	Ток первичный $I_1$		
			В	ТТИ-30	A21339			
			С	ТТИ-30	A25589			
Счетчик	КТ =0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		606100748	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время			

КТ – класс точности средства измерений.

Ксч – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

Ктт – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3- Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (активная, реактивная ( $\delta_{WP}/\delta_{WQ}$ ) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение $\cos \phi$	для диапазона $5\% \leq I/I_n < 20\%$ $W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	для диапазона $20\% \leq I/I_n < 100\%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	для диапазона $100\% \leq I/I_n \leq 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
37, 38	0,5	-	0,5S	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
				0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
				0,5	$\pm 5,6$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение $\cos \phi$ ( $\sin \phi$ )	для диапазона $5\% \leq I/I_n < 20\%$ $W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	для диапазона $20\% \leq I/I_n < 100\%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	для диапазона $100\% \leq I/I_n \leq 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
37, 38	0,5	-	0,5	0,8(0,6)	$\pm 4,6$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$
				0,5(0,87)	$\pm 2,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$

$I/I_n$  – значение первичного тока в сети в процентах от номинального

$W_{P5\%}(W_{Q5\%}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$  - значения электроэнергии при соотношении  $I/I_n$  равном от 5 до 120 %

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и эксплуатационной документации

Счётчики электроэнергии по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД УСПД RTU-327 по ДЯИМ.466215.007РЭ

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	УСПД
1	2	3	4
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	-
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	-	от 85 до 264
Коэффициент мощности ( $\cos \phi$ )	$0,5_{\text{инд}}$ ; $1,0$ ; $0,8_{\text{емк}}$	$0,8_{\text{инд}}$ ; $1,0$	-
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	-
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД - Реальные	От минус 40 до плюс 55 От минус 15 до плюс 25	От минус 40 до плюс 55 От минус 15 до плюс 25	От 0 до плюс 70 От 7 до 33

1	2	3	4
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8$ инд)	–	от $0,25S_{2ном}$ до $1,0S_{2ном}$	-

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ: трансформаторов тока, счетчиков электроэнергии и УСПД

Компоненты АИИС КУЭ:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	219000
Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М.16	100000
УСПД RTU-327	100000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM Teleofis и коммуникационное оборудование	50000
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	50000
Сервер	20000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	30
Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М.16;	30
УСПД RTU-327	30
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	24
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД;
  - резервирование каналов связи: на уровне ИИК-ИВК, ИВКЭ-ИВК; информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
  - мониторинг состояния АИИС КУЭ;
  - удаленный доступ;
  - возможность съема информации со счетчика автономным способом
  - визуальный контроль информации на счетчике
- Регистрация событий:
- параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике (сервере)

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- УСПД;
- сервера;

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД не менее 45 суток, на сервере не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ с Изменением №1 указана в таблице 2.

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт ПСК.2011.АСКУЭ.31-ТРП
- руководство пользователя КСС.10.АСКУЭ.31ИЗ;
- инструкции по формированию и ведению базы данных КСС.10.АСКУЭ.31И4;
- инструкции по эксплуатации комплекса технических средств КСС.10.АСКУЭ.31ИЭ;
- паспорта-протоколы на добавленные измерительные каналы;
- руководство по эксплуатации счётчик ПСЧ-4ТМ.05М.16;
- паспорта на счётчики ПСЧ-4ТМ.05М.16;
- руководство по эксплуатации УСПД RTU-327;
- формуляр УСПД RTU-327;
- методика поверки.

### Поверка

осуществляется по документу МП 48081-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая» с Изменением №1. Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в 2011 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1°С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	от 80 до 106 кПа ПГ ± 5 %	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллитесламетр	МППМ-2	ПГ ± 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 от 0 до 460 В от 0 до 6 А от 45 до 65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; ПГ ±0,003 В·А 19,99 В·А; ПГ ±0,03 В·А 199,9 В·А; ПГ ±0,3 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	от 0 до 30 мин., ЦД 0,1 с	Определение хода часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.16 по Методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1.

Средства поверки УСПД RTU-327 по методике поверки ДЯИМ.466215.007 МП

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

Методика измерений регламентирована в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая». Свидетельство об аттестации № 31/12-01.00272-2011 от 09.11.2011 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Птицефабрика «Ново-Ездоцкая» с Изменением № 1**

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».

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

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель:**

ОАО «Первая сбытовая компания»

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Тел/факс (4722) 33-47-18, факс: (4722) 33-47-28

#### **Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2.

тел./факс 8 (473) 220-77-29

Регистрационный номер 30061-10

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

\_\_\_\_\_

м.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.