

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Прохоровский комбикормовый завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Прохоровский комбикормовый завод» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ООО «Прохоровский комбикормовый завод», 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 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 счётчиках).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 поступает через GSM модемы на вход сервера баз данных, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных. ИБК 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 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 2-х уровней

1-ый уровень – десять измерительно-информационных точек учета:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТШЛ-0,66, ТТИ-125, ТТЭ-100 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 А1805RL-P4G-DW-4 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИБК) содержит в своем составе:

- коммуникационное и модемное оборудование для обмена данными со счетчиками (линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы IRZ MC52i-485GI);
- устройство синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-2;
- компьютер в серверном исполнении (сервер опроса и базу данных Oracle);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (UPS).

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

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

ИБК, с периодом в 30 мин., выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УСВ было не более ± 1 с.

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

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» установлено на сервере.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программа – планировщик опроса и передачи данных Amrserver.exe	12.07.01	e6231ebbb9932e28644dddb424942f6a	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe		6483168dfbf01a78961e91a407e9354b	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe		ab49df259b945819f6486c84ebb2b588	
Драйвер работы с БД Cdbora2.dll		63a918ec9c3f63c5204562fc06522f13	
Библиотека шифрования пароля счетчиков 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.

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 метрологические характеристики с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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
1	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №18, КТП-10/0,4 кВ №1801, РУ - 0,4кВ, 1с.ш., яч. 5	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 5000/5 3422-06	A	ТШЛ-0,66	1320	1000	Ток первичный I
				B	ТШЛ-0,66	1318		
				C	ТШЛ-0,66	1351		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		012200531	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
2	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №19, КТП-10/0,4 кВ №1801, РУ - 0,4кВ, 2 с.ш., яч. 8	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 5000/5 3422-06	A	ТШЛ-0,66	916	1000	Ток первичный I
				B	ТШЛ-0,66	457		
				C	ТШЛ-0,66	1403		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01220530	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
3	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №18/1, КТП-10/0,4 кВ №1802, РУ - 0,4кВ, 1 с.ш., яч. 5	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 3000/5 28139-07	A	ТТИ-125	R 8352	600	Ток первичный I
				B	ТТИ-125	R 8399		
				C	ТТИ-125	R 8350		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01220434	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
4	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №19/1, КТП-10/0,4 кВ №1802, РУ - 0,4кВ, 2 с.ш., яч. 1	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 3000/5 28139-07	A	ТТИ-125	R 8314	600	Ток первичный I
				B	ТТИ-125	R 8317		
				C	ТТИ-125	R 8393		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01220433	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
5	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №16, КТП-10/0,4 кВ №1601, РУ - 0,4кВ, 1 с.ш., яч. 2	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 3000/5 32501-08	A	ТТЭ-100	1570080415	600	Ток первичный I
				B	ТТЭ-100	1570080417		
				C	ТТЭ-100	1570080864 45		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01261197	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
6	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №17, КТП-10/0,4 кВ №1601, РУ - 0,4кВ, 2 с.ш., яч. 6	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 3000/5 32501-08	A	ТТЭ-100	1510086450	600	Ток первичный I
				B	ТТЭ-100	1510080451		
				C	ТТЭ-100	1510080445		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01261198	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	

7	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №16/1, КТП-10/0,4 кВ №1602, РУ - 0,4кВ, 1 с.ш., яч. 4	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 3000/5 3422-06	A	ТШЛ-0,66	858	600	Ток первичный I
				B	ТШЛ-0,66	1345		
				C	ТШЛ-0,66	751		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01220533		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
8	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №17/1, КТП-10/0,4 кВ №1602, РУ - 0,4кВ, 2 с.ш., яч. 7	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 3000/5 3422-06	A	ТШЛ-0,66	1382	600	Ток первичный I
				B	ТШЛ-0,66	1380		
				C	ТШЛ-0,66	1351		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01220532		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
9	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №16/2, КТП-10/0,4 кВ №1603, РУ - 0,4кВ, 1 с.ш., яч. 5	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 5000/5 3422-06	A	ТШЛ-0,66	625	1000	Ток первичный I
				B	ТШЛ-0,66	623		
				C	ТШЛ-0,66	621		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01226366		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
10	ПС 110 кВ «Александровка» (110/35/10кВ), КЛ-10 кВ №17/2, КТП-10/0,4 кВ №1603, РУ - 0,4кВ, 2 с.ш., яч. 7	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 5000/5 3422-06	A	ТШЛ-0,66	622	1000	Ток первичный I
				B	ТШЛ-0,66	616		
				C	ТШЛ-0,66	637		
		Счетчик	Кл=0,5S Ксч=1 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01226365		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 и ТТ 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 (δ_{WP}/δ_{WQ}) электроэнергия (мощность)) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ	δ _{WP} , %		
					для диапазона 1(5) % ≤ I/I _{ном} < 20 % W _{P 1(5) %} ≤ W _P < W _{P20 %}	для диапазона 20 % ≤ I/I _{ном} < 100 % W _{P20 %} ≤ W _P < W _{P100 %}	для диапазона 100% ≤ I/I _{ном} ≤ 120% W _{P100 %} ≤ W _P ≤ W _{P120 %}
1 – 10	0,5	-	0,5s	1,0	±2,0	±1,3	±1,2
				0,8	±3,0	±1,9	±1,5
				0,5	±5,5	±3,1	±2,4

$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	для диапазона $1(5) \% \leq I/I_{\text{ном}} < 20 \%$ $W_{Q1(5)} \% \leq W_Q < W_{Q20} \%$	для диапазона $20 \% \leq I/I_{\text{ном}} < 100 \%$ $W_{Q20} \% \leq W_Q < W_{Q100} \%$	для диапазона $100 \% \leq I/I_{\text{ном}} \leq 120 \%$ $W_{Q100} \% \leq W_Q \leq W_{Q120} \%$
1 – 10	0,5	-	1	0,8	$\pm 5,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$
				0,5	$\pm 3,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$

I/I_n – значение первичного тока в сети в процентах от номинального
 $W_{P1(5)} \%(W_{Q1(5)}) - W_{P120} \%(W_{Q120} \%)$ - значения электроэнергии при соотношении I/I_n равном от 1(5) до 120 %

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

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД;
- УСВ-2 по ВЛСТ 237.00.000 РЭ.

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы рабочих условий применения СИ для измерительного канала	
	Счетчики	ТТ
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 $1,15 U_{2\text{ном}}$	–
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	0,5 _{инд} ; 1,0; 0,8 _{емк}	0,8 _{инд} ; 1,0
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД	от минус 40 до плюс 55	от минус 40 до плюс 55
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8$ инд)	–	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$
Мощность нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8$ инд)	–	–

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ:

Компоненты АИИС КУЭ:

Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:

Трансформаторы тока ТТИ-125	30000
Трансформаторы тока ТТЭ-100	30000
Трансформаторы тока ТШЛ-0,66	400000
Счетчик электроэнергии	120000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM IRZ MC52i-485GI и коммуникационное оборудование	50000
Устройство синхронизации времени УСВ-2	35000
Сервер	50000

	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	25
Счетчики электроэнергии;	30
Устройство синхронизации времени УСВ-2	12
Коммуникационное и модемное оборудование	10
Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе не более 4 ч.	

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи на уровне ИИК-ИВК, информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ;
- удалённый доступ;
- возможность съёма информации со счётчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счётчике.
- Регистрация событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике (сервере).
 - Защищенность применяемых компонентов
- Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - сервера.
- Защита информации на программном уровне:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере.

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 2.

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт ПСК.2014.02.АСКУЭ.31-ПФ
- технорабочий проект ПСК.2014.02.АСКУЭ.31-ТРП
- руководство по эксплуатации на счётчики;
- паспорта на счётчики;
- формуляр УСВ-2 ВЛСТ 237.00.000.ФО;
- методика поверки.

Поверка

осуществляется по документу МП 57618-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Прохоровский комбикормовый завод». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» 14 марта 2014 г.

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

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)
1	2	3
1.Термометр	ТП 22	Цена деления 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление от 80 до 106 кПа Отн. погрешность $\pm 5 \%$
3. Психрометр	М-4М	Класс точности 2,0
4.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	Класс точности 0,5 Напряжение от 0 до 460 В Ток от 0 до 6 А Частота от 45 до 65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.
5. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; 19,99 В·А; 199,9 В·А ПГ $\pm 0,003 \text{ В} \cdot \text{А}$ ПГ $\pm 0,03 \text{ В} \cdot \text{А}$ ПГ $\pm 0,3 \text{ В} \cdot \text{А}$
6. Радиочасы	МИР РЧ-01	Погрешность $\pm 1 \text{ мкс}$
7. Секундомер	СОСпр-1	От 0 до 30 мин., цена деления 0,1 с

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.
Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.
Средства поверки multifunctional микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа А1805RL-P4G-DW-4 в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.

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 «Прохоровский комбикормовый завод». Свидетельство об аттестации № 53/12-01.00272-2014 от 14.03.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Прохоровский комбикормовый завод»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Первая сбытовая компания»

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

Тел/факс 8 (4722) 30-45-86, факс (4722) 58-15-02

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

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

тел./факс 8 (473) 220-77-29

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30061-10 от 20.12.2012 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2014 г.