

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя промышленный сервер (далее - сервер), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

В АИИС КУЭ измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере сбора данных и на автоматизированном рабочем месте.

Подключение счетчиков к модему осуществляется с помощью интерфейса RS-232 или по интерфейсу RS-485 через преобразователь интерфейсов. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в ИВК ОАО «Мосгорэнерго». Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК.

Для передачи данных от ИИК на уровень ИВК используется сотовый канал связи (GSM900/1800). Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ определяется техническими характеристиками многофункциональных

электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени УСВ-1, подключенного к ИВК АИИС КУЭ. Коррекция часов счетчиков производится автоматически при рассогласовании с часами ИВК более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения (далее – 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
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	12.07.02	C58841F212E BBF2196C04 49459A83090	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков	Amrc.exe		A33FD8C19B 167375F70C6 07367164022	
	драйвер автоматического опроса счетчиков	Amra.exe		741399FDEB 35D94DA781 8B70BCC85B DD	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа- Центр»	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	12.07.02	DF4533DF5A A8244B7FB6 3F67563E513 6	MD5
	Библиотека шифрования пароля счетчиков СЭТ-4ТМ.03М	encryptdll.dll		0939CE05295 FBCBBBA40 0EEAE8D057 2C	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		B8C331ABB 5E34444170E EE9317D635 CD	

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С».

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав 1-го уровня					К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер				Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %	
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
1	ПС "Ив-12" (110/6 кВ) ячейка фидера № 651 ЗРУ- 6кВ (I с.ш.) ПС "Ив-12" (110/6 кВ)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 № 1261-59		A	ТПОЛ-10	10981	9600	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	активная реактивная	1,2 2,5	6,2 4,8
					C	ТПОЛ-10	5140					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100: √3 № 3344-04		A	ЗНОЛ.06-6У3	7000					
					B	ЗНОЛ.06-6У3	6992					
					C	ЗНОЛ.06-6У3	7006					
		Счет чик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 20175-01		СЭТ-4ТМ.02.2		06022029					
		2	ПС "Ив-12" (110/6 кВ) ячейка фидера № 604 ЗРУ-6кВ (II с.ш.) ПС "Ив- 12" (110/6 кВ)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 № 1261-59		A					
C	ТПОЛ-10						16060					
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100: √3 № 3344-04			A	ЗНОЛ.06-6У3	7005						
				B	ЗНОЛ.06-6У3	6998						
				C	ЗНОЛ.06-6У3	6999						
Счет чик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 20175-01			СЭТ-4ТМ.02.2		06022035						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
3	ПС "Ив-12" (110/6 кВ) ячейка фидера № 638 ЗРУ- 6кВ (IV с.ш.) ПС "Ив-12" (110/6 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18389-12	4800	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,2 2,5	6,2 4,8	
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	01245-12						
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000:√3/ 100: √3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6У3	6997						
				B	ЗНОЛ.06-6У3	6996						
				C	ЗНОЛ.06-6У3	7003						
Счет чик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		05020067								
4	ПС "Ив-12" (110/6 кВ) ячейка № 4 фидера 6кВ РТП-1 ОАО «Автокран»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	39963	900	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,2 2,5	6,2 4,8	
				C	ТПЛ-10	9744						
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	118						
				B								
				C								
Счет чик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		05020018								

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе 10 приведены пределы погрешности ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 25 °С до 30 °С;

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; часто
- та - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 35 °С; ТН- от минус 40 °С до 35 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. $((100\pm 4)$ кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 35 °С ;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 25 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха $(40-60)$ %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран» как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02 – не менее 90 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- журналы событий счетчика фиксируют факты:
 - параметрирование;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3.

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока проходные, одновитковые с литой изоляцией ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока стационарные ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы тока тока проходные, одновитковые с литой изоляцией ТПЛ-10	2
Трансформаторы напряжения измерительные типа ЗНОЛ.06	9
Трансформаторы напряжения типа НТМИ-6	1
Счетчик электроэнергии многофункциональные типа СЭТ-4ТМ.02	4
Методика поверки	1
Сервер HP Proliant ML370 R05 E5335	1
ПО ИВК «АльфаЦЕНТР»	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 54390-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2013 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованной ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2004г.;
- 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран». Технорабочий проект МГЭР.411713.004.042-ТРП».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

«Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Автокран». Технорабочий проект МГЭР.411713.004.042-ТРП».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Мосгорэнерго», г. Москва
Адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, 34
Телефон: 8 (495) 730-53-12
Факс: 8 (499) 747-07-61

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственно-коммерческая фирма «Тенинтер»»
(ООО «ПКФ «Тенинтер»)
Адрес: 109202, г. Москва, ул. 3-я Карачаровская, д. 8, корп. 1
Телефон: 8 (495) 788-48-25
Факс: 8 (495) 788-48-25
Адрес электронной почты: sav2803@mail.ru

Испытательный центр

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

М.п. «____» _____ 2013 г.