

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская» (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электроэнергии (мощности), потребляемой ОАО «Мосгорэнерго» (г. Москва), а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и другими внешними пользователями. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, двухуровневую 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 времени).

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 сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 по линиям связи поступает на сервер ИВК, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам переда-

чи данных. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и телефонным линиям связи (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 представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) 01 – 08 АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной энергии типа СЭТ-4ТМ.03М.01 класса точности 0,5S/1,0, в соответствии с ГОСТ 52323-2005 при измерении активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа Сикон С-70, коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-232, линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы), цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи;

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИБК) содержит в своем составе: сервер в промышленном исполнении Сервер HP ProLiant DL360 R07, 3 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 IRZ MC52iT, устройство синхронизации времени УСВ-2, подключенного к ИБК АИИС КУЭ, устройство бесперебойного питания сервера (UPS); коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы Siemens MC-35i), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000. Сервер» Версия 20.02/2010/Д-03;

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) 09 – 11 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.17 класса точности 0,5S/1,0, в соответствии с ГОСТ 52323-2005 при измерении активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИБК) содержит в своем составе: сервер в промышленном исполнении Сервер HP ProLiant DL360 R07, 3 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 IRZ MC52iT, устройство синхронизации времени УСВ-2, подключенного к ИБК АИИС КУЭ, устройство бесперебойного питания сервера (UPS); коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы Siemens MC-35i), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000. Сервер» Версия 20.02/2010/Д-03;

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-2, установленного на уровне ИБК. УСВ-2 включает в себя GPS – приемник, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем GPS – приемника, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и GPS – приемника на  $\pm 1$  с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами сервера на  $\pm 2$  с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Сличение часов УСПД с часами УСВ-2 происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД с часами УСВ-2 на величину

более  $\pm 1$  с. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков с часами УСПД на величину более  $\pm 1$  с. Погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,5S/1,0).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Пирамида 2000. Сервер	P2KServer.exe	20.02/2010/Д-03	AD544A5DACCF2 56481A9C2BD1D BB6A7E	MD5

В соответствии с МИ 3286-2010 установлен уровень «С» защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) приведен в табл. 2. Значение характеристик погрешности АИИС КУЭ в рабочих условиях приведены в таблицах 3,4. Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в табл. 5.

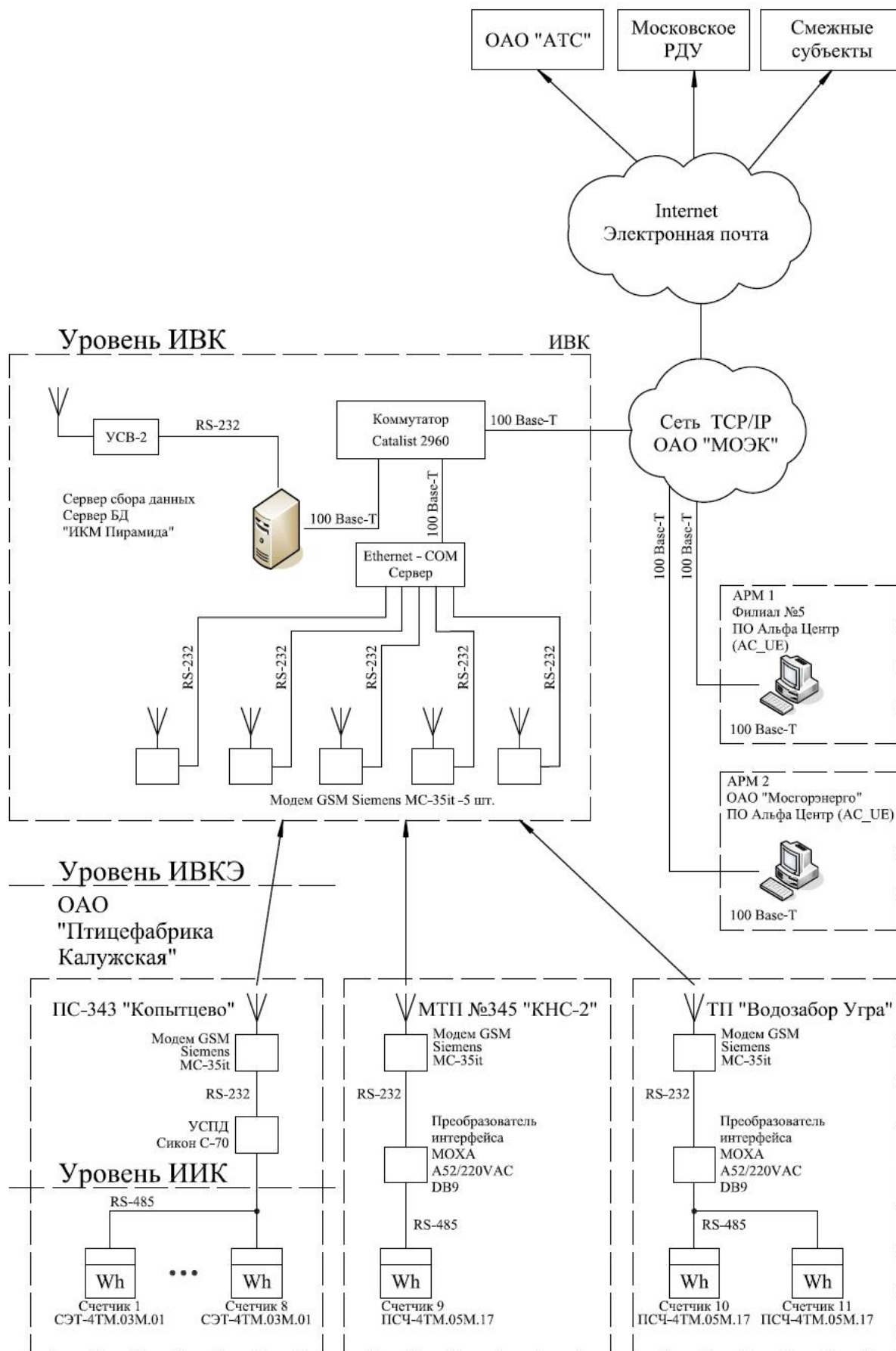


Рис. 1

Таблица 2. Перечень ИК АИИС КУЭ и их состав.

№ ИК	Наименование объекта	Тип ТТ	К тт	Класс точности	Заводской номер			Тип ТН	К тт	Класс точности	Заводской номер	Тип счетчика	Класс точности	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Заводской номер	Вид электроэнергии
			А/А		А	В	С		кВ/кВ		А,В,С			В	А		
1	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №1	ТЛМ-10	400/5	0,5	63117	-	4315	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102517	акт./реакт.
2	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №5	ТЛМ-10	300/5	0,5	7451	-	7459	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102376	акт./реакт.
3	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №7	ТЛМ-10	600/5	0,5	1029	-	1037	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805101920	акт./реакт.
4	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №9	ТЛМ-10	400/5	0,5	1192	-	1193	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102440	акт./реакт.
5	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №10	ТЛМ-10	300/5	0,5	4373	-	5170	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805101628	акт./реакт.
6	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №8	ТЛМ-10	300/5	0,5	6794	-	5338	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102384	акт./реакт.
7	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №6	ТЛМ-10	400/5	0,5	5124	-	9672	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805101614	акт./реакт.
8	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №2	ТЛМ-10	200/5	0,5	1542	-	4745	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102503	акт./реакт.
9	МТП №345 "КНС-2" Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ-А	200/5	0,5	V6384	V6392	V6390	-	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05 М.17	0,5S/1,0	380	5	0603111507	акт./реакт.
10	ТП "Водозабор Уг-ра" 6/0,4 кВ Т-1 Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А	600/5	0,5	A18008	A18024	A18023	-	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05 М.17	0,5S/1,0	380	5	0605111338	акт./реакт.
11	ТП "Водозабор Уг-ра" 6/0,4 кВ Т-2 Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А	600/5	0,5	A18016	A18019	A18020	-	-	0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05 М.17	0,5S/1,0	380	5	0605111324	акт./реакт.

Таблица 3

Характеристики погрешностей ИК  
при измерении активной электроэнергии

№ ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Тип нагрузки	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, %				
			$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1 - 8	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	не норм.	5,5	3,0	2,3
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	не норм.	3,0	1,7	1,4
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	не норм.	2,6	1,5	1,3
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	не норм.	2,4	1,5	1,2
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	не норм.	2,1	1,3	1,2
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	не норм.	1,9	1,2	1,1
	$\cos \varphi = 1$		не норм.	не норм.	1,9	1,2	1,1
	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	не норм.	3,1	1,8	1,5
9 - 11	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	не норм.	5,4	2,8	2,0
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	не норм.	2,9	1,5	1,2
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	не норм.	2,5	1,4	1,1
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	не норм.	2,3	1,3	1,0
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	не норм.	2,0	1,2	1,0
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	не норм.	1,8	1,1	0,9
	$\cos \varphi = 1$		не норм.	не норм.	1,8	1,1	0,9
	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	не норм.	3,0	1,6	1,2

Таблица 4

Характеристики погрешностей ИК  
при измерении реактивной электроэнергии

Перечень ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, %				
		$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1 - 8	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	4,7	2,8	2,3
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	5,7	3,3	2,7
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	3,8	3,0
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	5,2	4,1
	$0,95 < \cos \varphi \leq 0,99$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
9 - 11	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	4,5	2,5	2,1
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	5,6	3,0	2,3
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	3,5	2,6
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	4,8	3,5
	$0,95 < \cos \varphi \leq 0,99$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Примечания к таблицам 3 и 4:

1 Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2 Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{\text{ном}}$ ; ток (0,05 - 1,2)  $I_{\text{ном}}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;

температура окружающей среды  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ .

3 Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,95 - 1,05)  $U_{\text{ном}}$ ; ток (0,05 - 1,2)  $I_{\text{ном}}$  при трансформаторе тока с классом точности 0,5;  $\cos \varphi = 0,8$  инд.;

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс  $70^\circ\text{C}$ , для счетчиков от минус 40 до плюс  $70^\circ\text{C}$ ; для сервера от плюс 10 до плюс  $40^\circ\text{C}$ ;

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, многофункциональные счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05М.17 и СЭТ-4ТМ.03М.01 активной и реактивной энергии класса точности 0,5S/1,0 в соответствии с ГОСТ 52323-2005 при измерении активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электроэнергии;

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО "Мосгорэнерго" порядке.

Таблица 5 Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
10, 11	Номинальный ток:	первичный ( $I_{n1}$ ) вторичный ( $I_{n2}$ )	600 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ ) вторичного ( $I_2$ )	От 30 до 720 А От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение		380 В
	Диапазон напряжения:		От 361 до 399 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 1,25 до 5 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
9	Номинальный ток:	первичный ( $I_{n1}$ ) вторичный ( $I_{n2}$ )	200 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ ) вторичного ( $I_2$ )	От 10 до 240 А От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение	первичное ( $U_{n1}$ ) вторичное ( $U_{n2}$ )	10000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ( $U_{n1}$ ) вторичное ( $U_{n2}$ )	От 9500 до 10500 В От 95 до 105 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 2,5 до 10 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
8	Номинальный ток:	первичный ( $I_{n1}$ ) вторичный ( $I_{n2}$ )	200 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ ) вторичного ( $I_2$ )	От 10 до 240 А От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение	первичное ( $U_{n1}$ ) вторичное ( $U_{n2}$ )	10000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ( $U_{n1}$ ) вторичное ( $U_{n2}$ )	От 9500 до 10500 В От 95 до 105 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 2,25 до 10 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
2,5,6	Номинальный ток:	первичный ( $I_{n1}$ ) вторичный ( $I_{n2}$ )	300 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ ) вторичного ( $I_2$ )	От 15 до 360 А От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение	первичное ( $U_{n1}$ ) вторичное ( $U_{n2}$ )	10000 В 100 В
	Диапазон напряжения	первичное ( $U_{n1}$ ) вторичное ( $U_{n2}$ )	От 9500 до 10500 В От 95 до 105 В

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
2,5,6	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 2,25 до 10 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
1,4,7	Номинальный ток:	первичный ( $I_{H1}$ ) вторичный ( $I_{H2}$ )	400 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ ) вторичного ( $I_2$ )	От 20 до 480 А От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение	первичное ( $U_{H1}$ ) вторичное ( $U_{H2}$ )	10000 В 100 В
	Диапазон напряжения	первичное ( $U_{H1}$ ) вторичное ( $U_{H2}$ )	От 9500 до 10500 В От 95 до 105 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 1,25 до 5 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
3	Номинальный ток:	первичный ( $I_{H1}$ ) вторичный ( $I_{H2}$ )	600 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ ) вторичного ( $I_2$ )	От 30 до 720 А От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное ( $U_{H1}$ ) вторичное ( $U_{H2}$ )	10000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ( $U_{H1}$ ) вторичное ( $U_{H2}$ )	От 9500 до 10500 В От 95 до 105 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 1,25 до 5 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее  $T_{cp} = 120\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 2$  ч;
- Трансформатор тока - среднее время наработки на отказ не менее  $T_{cp} = 400\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T_{cp} = 15843$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 2$  ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

• журнал ИВК:

- параметрирование;



- попытка не санкционируемого доступа;
- коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на сервер;

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 2730 часов.

Сервер баз данных обеспечивает хранение результатов измерений, состояний средств измерений на срок не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средств измерения

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Количество (шт)
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М.17	3
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 УЗ	2
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 600/5	2
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 400/5	6
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 300/5	6
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 200/5	2
Инструкция по эксплуатации МГЭР.411713.004.17 - ИЭ.М	1
Методика поверки КПНГ.411713.120 МП	1
Формуляр МГЭР.411713.004.17– ФО.М	1
УСПД Сикон С-70, № 1128	1
Сервер HP ProLiant DL360 R07; 3 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 IRZ MC52iT.	1 комплект
Программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000.Сервер» 20.02/2010/С-6144	1 комплект
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2, № 2290	1
Коммуникационный сервер HP ProLiant DL 360R06	1

## **Поверка**

осуществляется в соответствии с документом КПНГ.411713.120 МП Методика поверки Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская», утверждённым ГЦИ СИ ООО "ИЦ "Энерготестконтроль" 02.04.2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- 1) Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- 2) Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- 3) средства поверки счетчиков электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03М, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- 4) - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- 5) средства поверки счетчиков электрической энергии multifunctional ПСЧ-4ТМ.05М.17, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1;
- 6) средства поверки контроллера сетевого промышленного СИКОН С 70, согласно методики поверки ВЛСТ 220.00.000 И1;
- 7) Средства поверки УСВ-2 в соответствии с утвержденным документом "Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001 И1", утвержденным ФГУП "ВНИИФТРИ" 12.05.2010 г.
- 8) Радиоприемник станций радиовещания, принимающий сигналы службы точного времени.

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

Методы измерений, которые используются в АИИС КУЭ приведены в документе КПНГ.411713.120 МИ – Методика (метод) измерений электроэнергии Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская»;

Методика (метод) измерений - КПНГ.411713.120 МИ аттестована ГЦИ СИ – ООО "Испытательный центр "Энерготестконтроль" по ГОСТ Р 8.563-2009 .Свидетельство об аттестации № 75/01.00066-2010/2012 от 30.03.2012 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ:**

- 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;
- 3) ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- 4) ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения, Общие технические условия;
- 5) ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S";
- 6) ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель:** Открытое акционерное общество "Мосгорэнерго"

Юрид. адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, д.34

Почт. адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, д.34

Тел/факс: 8(495) 730-53-12/747-07-61

E-mail: [info@oaomge.ru](mailto:info@oaomge.ru)

**Испытательный центр:** Государственный центр испытаний средств измерений ООО

"Испытательный центр "Энерготестконтроль" (ГЦИ СИ - ООО "ИЦ "Энерготестконтроль")

Адрес: 11543, г. Москва, ул. Первомайская, д.35/18,стр.1,

аттестат аккредитации № 30067-10.

Почтовый адрес : 115419, г. Москва, ул. 2-й Рощинский проезд, дом 8

Тел/факс: (495) 737 61 17

E-mail: [mail@etcontrol.ru](mailto:mail@etcontrol.ru)

Заместитель Руководителя

Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 2012г.