



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.067.A № 47459

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго"
на объекте ООО Торговый Дом "Меланж-Текстиль"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Открытое акционерное общество "Мосгорэнерго", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50648-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

КПНГ.411713.123 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **23 июля 2012 г. № 510**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005838

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго" на объекте ООО Торговый Дом "Меланж-Текстиль"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго" на объекте ООО Торговый Дом "Меланж-Текстиль" (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электроэнергии (мощности), потребляемой объектами ООО Торговый Дом "Меланж-Текстиль", 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 многофункциональную, 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).

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й и 2-й уровни АИИС КУЭ:

– 1-й уровень информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);

– 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ уровень включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.16 по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Состав 1-го уровня приведен в таблице 2.

(ИВК) включает в себя сервер базы данных (далее – сервер БД) типа HP ProLiant ML370 G5; 6 сотовых модемов стандарта GSM 900/1800 Siemens MC35, систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) на базе устройство синхронизации времени УСВ-1,

программное обеспечение ПО Альфа Центр Многопользовательская версия, коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы Siemens MC-35i), устройство бесперебойного питания сервера (UPS);

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков с помощью беспроводных линий связи поступает на сервер БД. Информация в сервере БД формируется в архивы и записывается на жесткий диск. Сервер подключается к коммутатору сети Ethernet. На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1, установленного на уровне ИВК. УСВ-1 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 ± 1 с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами сервера на ± 2 с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 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

В состав прикладного программного обеспечения (ПО) сервера БД АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго" на объекте ООО Торговый Дом "Меланж-Текстиль" входит многопользовательский программный комплекс "Альфа ЦЕНТР" с возможностью опроса до 5000 (пяти тысяч) точек счетчиков электрической энергии.

ПО "Альфа ЦЕНТР" базируется на принципах клиент-серверной архитектуры и обеспечивает соблюдение принципов взаимодействия открытых систем. В качестве СУБД используется ORACLE Personal Edition 11. В ПО предусмотрено разграничение доступа к функциям для различных категорий пользователей, а также фиксации действий персонала в системном журнале.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов

организации измерительных каналов ПО "Альфа ЦЕНТР" и определяются классом применяемых электросчетчиков и трансформаторов.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ПО "Альфа ЦЕНТР", 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 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
ПО "Альфа ЦЕНТР"	Планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	3.32.0.0	94B754E7DD0A57655C4F6B8252AFD7A6	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.32.0.0	8278B954B23E73646072317FFD09BAAB	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.32.0.0	B7DC2F295375553578237FFC2676B153	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.31.0.0	5E9A48ED75A27D10C135A87E77051806	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939CE05295FBCBVBBA400EEAE8D0572C	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	Номер версии отсутствует	B8C331ABB5E34444170EEE9317D635CD	

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.

Блок-схема АИИС КУЭ приведена на рис. 1

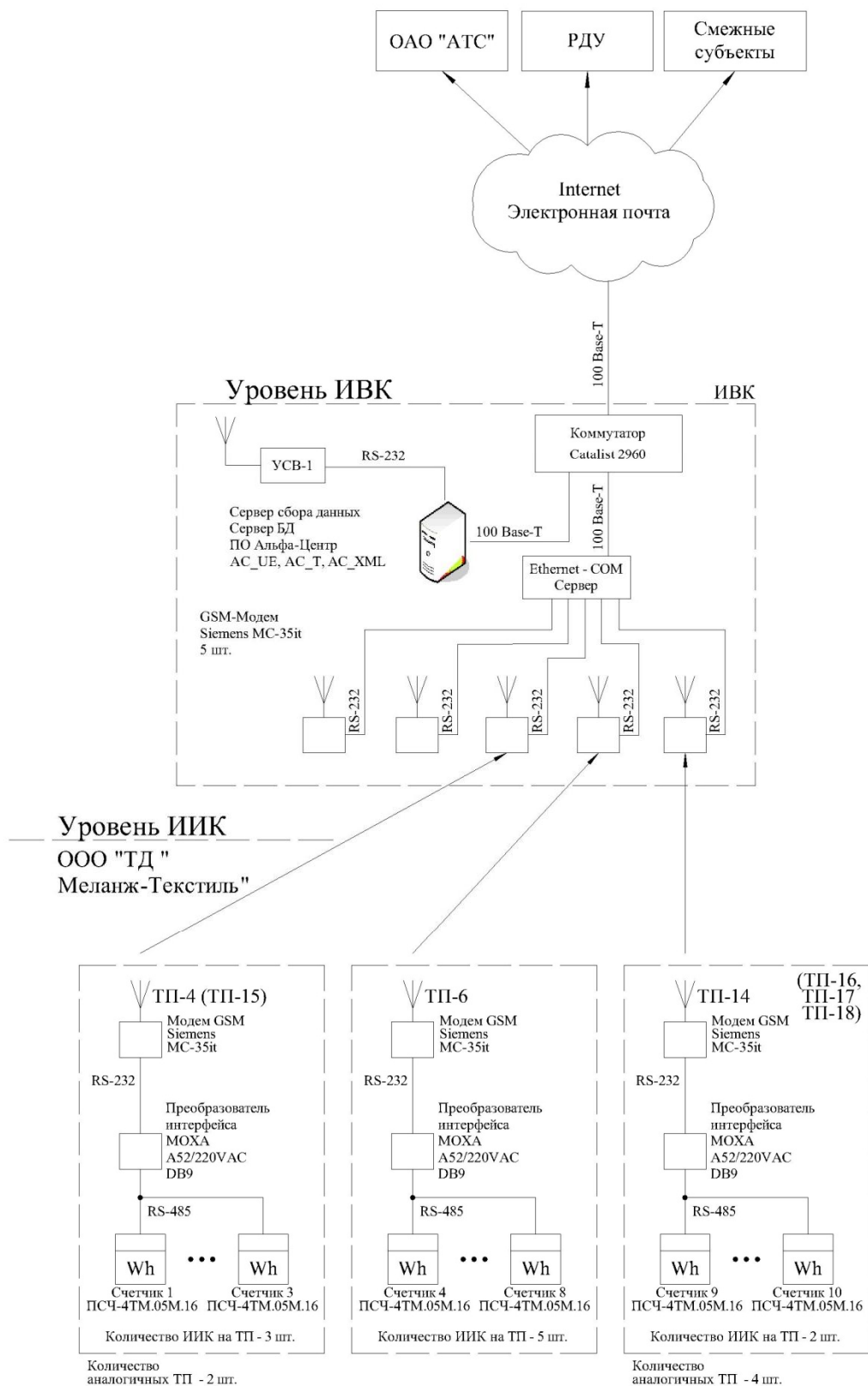


Рис. 1

Таблица 2 Состав 1-го уровня ИК - ИИК ТИ

№ ИК	Наименование объекта	Тип ТТ	К тт	Класс точности	Заводской номер			Тип счетчика	Класс точности	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Заводской номер	Вид электроэнергии
					А	В	С						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	ввод-1 (Т-10) РУ-0,4 кВ ТП-4	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	489360	489358	489359	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102581	акт./реакт.
2	ввод-2 (Т-20) РУ-0,4 кВ ТП-4	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	489771	489769	489772	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102595	акт./реакт.
3	фидер №27 в РУ-0,4 кВ ТП-4	Т-0,66 МУ3	50/5	0,5S	489773	489766	489774	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102548	акт./реакт.
4	ввод-1 (Т-21) РУ-0,4 кВ ТП-6	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	465457	465451	465454	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102576	акт./реакт.
5	ввод-2 (Т-11) РУ-0,4 кВ ТП-6	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	530889	530891	530882	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102553	акт./реакт
6	фидер №14 в РУ-0,4 кВ ТП-6	Т-0,66 МУ3	250/5	0,5S	530916	530915	530914	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102541	акт./реакт
7	фидер №22 в РУ-0,4 кВ ТП-6	Т-0,66 МУ3	250/5	0,5S	489353	489354	489352	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102567	акт./реакт
8	фидер №37 в РУ-0,4 кВ ТП-6	Т-0,66 МУ3	50/5	0,5S	483075	483074	483076	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102584	акт./реакт
9	ввод-1 (Т-41) РУ-0,4 кВ ТП-14	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	538020	538024	538023	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606101058	акт./реакт
10	ввод-2 (Т-42) РУ-0,4 кВ	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	483042	483043	483044	ПСЧ- 4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606100931	акт./реакт

№ ИК	Наименование объекта	Тип ТТ	К тт	Класс точности	Заводской номер			Тип счетчика	Класс точности	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Заводской номер	Вид электроэнергии
					А	В	С						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ТП-14												
11	ввод-1 (Т-46) РУ-0,4 кВ ТП-15	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	482973	482972	482969	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606100806	акт./реакт
12	ввод-2 (Т-47) РУ-0,4 кВ ТП-15	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	489347	489345	489346	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606100884	акт./реакт
13	фидер №13 в РУ-0,4 кВ ТП-15	Т-0,66 МУ3	200/5	0,5S	482983	482984	482985	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102494	акт./реакт
14	ввод-1 (Т-55) РУ-0,4 кВ ТП-16	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	530907	530906	530905	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606101009	акт./реакт
15	ввод-2 (Т-54) РУ-0,4 кВ ТП-16	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	530883	530881	530882	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606101030	акт./реакт
15	ввод-1 (Т-57) РУ-0,4 кВ ТП-17	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	489360	489358	489359	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606100729	акт./реакт
17	ввод-2 (Т-56) РУ-0,4 кВ ТП-17	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	489771	489769	489772	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606100860	акт./реакт
18	ввод-1 (Т-51) РУ-0,4 кВ ТП-1815	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	489773	489766	489774	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0610102639	акт./реакт
19	ввод-2 (Т-50) РУ-0,4 кВ ТП-18	Т-0,66 МУ3	1500/5	0,5	465457	465451	465454	ПСЧ-4ТМ.05М.16	0,5S/1,0	380	5	0606100554	акт./реакт

Таблица 3

Характеристики погрешностей ИК
при измерении активной электроэнергии

Перечень ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Тип нагрузки	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной 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	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 4, 5, 9 - 12, 14 - 19	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	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
3, 6 - 8, 13	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	не норм.	3,0	1,6	1,2
	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	4,8	2,9	2,0	2,0
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	2,7	1,6	1,2	1,2
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	2,4	1,4	1,1	1,1
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	2,2	1,3	1,0	1,0
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	2,0	1,2	0,9	1,0
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	1,9	1,1	0,9	0,9
	$\cos \varphi = 1$		2,0	1,8	1,1	0,9	0,9
$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	2,7	1,8	1,2	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	2	3	4	5	6	7
1, 2, 4, 5, 9 - 12, 14 - 19	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	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
	$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
3, 6 - 8, 13	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	2,8	2,0	2,1
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	3,3	2,3	2,3

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	2	3	4	5	6	7
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	2,6	2,6
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	3,5	3,5
	$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	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 ± 5)°С.

3 Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,95 - 1,05) $U_{\text{ном}}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{\text{ном}}$ при трансформаторе тока с классом точности 0,5S; 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° С, для счетчиков от минус 40 до плюс 70°С; для сервера от плюс 10 до плюс 40°С;

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, многофункциональные счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05М.16 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 АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
1, 2, 4, 5, 9 - 12, 14 - 19	Номинальный ток:	первичный ($I_{\text{н1}}$) вторичный ($I_{\text{н2}}$)	1500 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	От 75 до 1800 А От 0,25 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{\text{н1}}$) вторичное ($U_{\text{н2}}$)	380 В 380 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{\text{н1}}$) вторичное ($U_{\text{н2}}$)	От 361 до 399 В 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
6, 7	Номинальный ток:	первичный ($I_{\text{н1}}$) вторичный ($I_{\text{н2}}$)	250 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	От 2,5 до 300 А От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{\text{н1}}$) вторичное ($U_{\text{н2}}$)	380 В 380 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{\text{н1}}$) вторичное ($U_{\text{н2}}$)	От 361 до 399 В От 361 до 399 В

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
	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, 8	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	200 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 2 до 240 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$)	380 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	380 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$)	От 361 до 399 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	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	
13	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	50 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 0,5 до 60 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$)	380 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	380 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$)	От 361 до 399 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	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	

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 ПСЧ-4ТМ.05М.16, КТ 0,5S/1,0	19
Трансформатор тока Т-0,66 МУЗ, К тт 1500/5	52
Трансформатор тока Т-0,66 МУЗ, К тт 250/5	6
Трансформатор тока Т-0,66 МУЗ, К тт 200/5	3
Трансформатор тока Т-0,66 МУЗ, К тт 50/5	6
Инструкция по эксплуатации МГЭР.411713.004.018 - ИЭ.М	1
Методика поверки КПНГ.411713.123 МП	1
Формуляр МГЭР.411713.004.018– ФО.М	1
Сервер Сервер Proliant ML370R05 E5335	1 комплект
ПО Альфа Центр Многопользовательская версия	1 комплект
Устройство синхронизации системного времени УСВ-1, № 1611	1

Поверка

Поверка осуществляется в соответствии с документом КПНГ.411713.123 МП "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго" на объекте ООО Торговый Дом "Меланж-Текстиль". Методика поверки", утверждённым ГЦИ СИ ООО "ИЦ "Энерготестконтроль" 06.07.2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- 1) Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- 2) средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05М.16, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1;
- 3) Средства поверки УСВ-1 в соответствии с утвержденным документом "Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001 И1", утверждённым ФГУП "ВНИИФТРИ" 12.05.2010 г. оборудование для поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки (ВЛСТ 221.00.000 МП), утвержденным ФГУП "ВНИИФТРИ" в 2004 году;
- 4) Радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр № 27008-04)

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в АИИС КУЭ приведены в документе КПНГ.411713.123 МИ – "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго" на объекте ООО Торговый Дом "Меланж-Текстиль" Методика (метод) измерений электроэнергии";

Методика (метод) измерений - КПНГ.411713.123 МИ аттестована ГЦИ СИ – ООО "Испытательный центр "Энерготестконтроль" по ГОСТ Р 8.563-2009 .Свидетельство об аттестации № 79/01.00066-2010/2012 от 30.05.2012 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 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";
- 5) 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

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. " _____ " _____ 2012 г.