



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.067.A № 46705

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго"
на объекте ООО "Энерготраст"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Открытое акционерное общество "Мосгорэнерго", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50040-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

КПНГ.411713.122 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **31 мая 2012 г. № 376**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004816

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Энерготраст» (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 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).

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 2х-уровневую систему.

АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии в ОАО «Мосгорэнерго»

– 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.05 и Меркурий 230 ART-00 PQRSIN 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 модема 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);

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

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 проводных линий связи поступает на сервер БД. Информация в сервере БД формируется в архивы и записывается на жесткий диск. Оба сервера подключаются 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.

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 ЗАО «Калужский сельскохозяйственный центр» 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	0939CE05295FB CBVBA400EEAE8D0572C	
	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

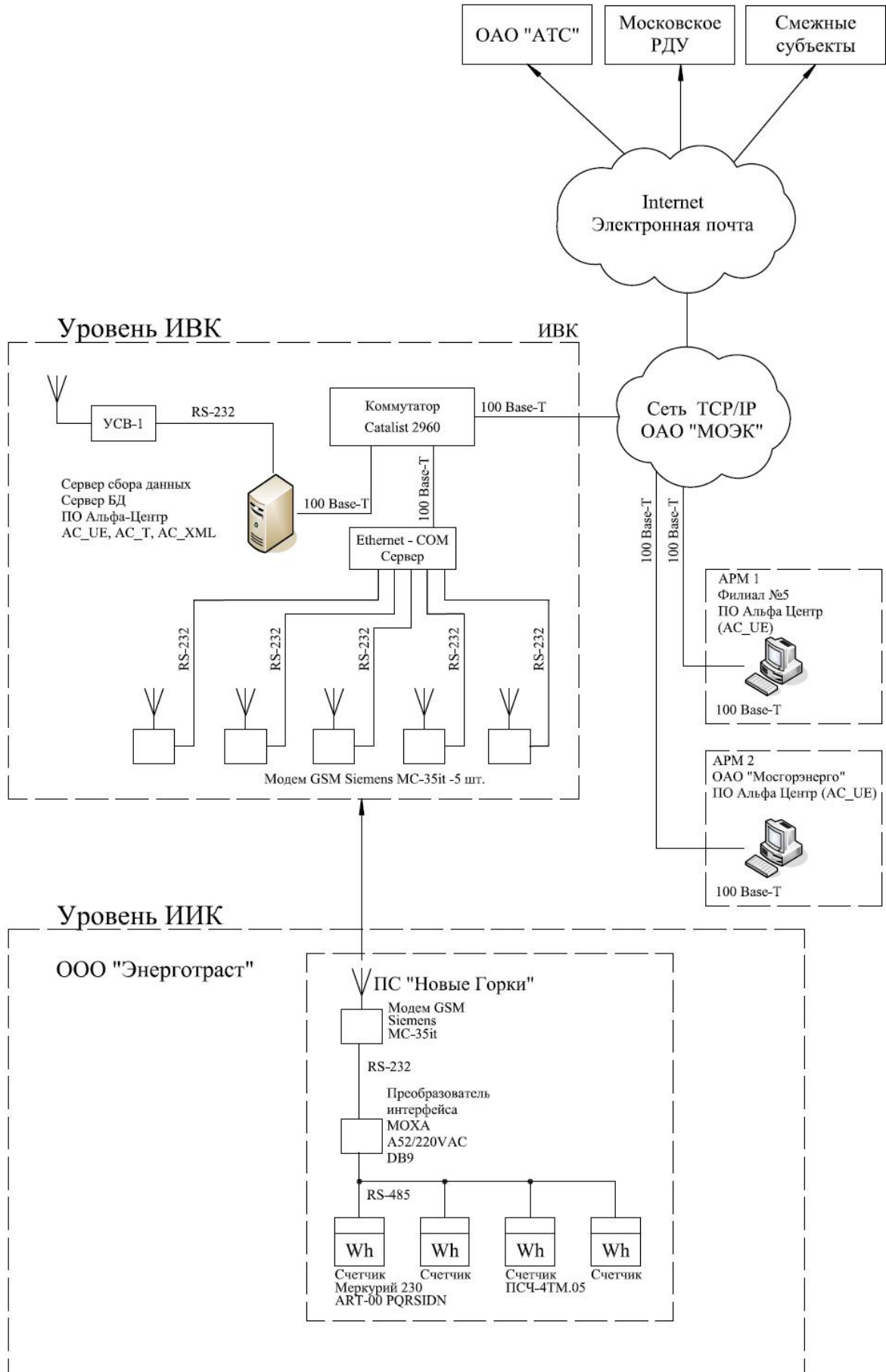


Рис. 1

Таблица 2 Состав 1-го уровня ИК

№ 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	В	С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	ячейка МВ-6 Т-4 ПС "Новые Горки" (35/6 кВ)	ТПЛ-10	400/5	0,5	2405	6772	1277	НТМИ-6	6/0,1	0,5	4257	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	0,5S/1,0	100	5	11088251	акт./реакт .
2	ячейка МВ-6 Т-3 ПС "Новые Горки" (35/6 кВ)	ТПФМ-10	300/5	0,5	39583	-	28058	НТМИ-6	6/0,1	0,5	4257	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	0,5S/1,0	100	5	10181607	акт./реакт .
3	ячейка МВ-6 Т-2 ПС "Новые Горки" (35/6 кВ)	ТПФ-10	200/5	0,5	29817	-	11570	НТМК-6	6/0,1	0,5	1442	ПСЧ-4ТМ.05	0,5S/1,0	100	5	0303072232	акт./реакт .
4	ячейка МВ-6 Т-1 ПС "Новые Горки" (35/6 кВ)	ТПФМ-10	200/5	0,5	25963	-	33937	НТМК-6	6/0,1	0,5	1442	ПСЧ-4ТМ.05	0,5S/1,0	100	5	0303072107	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	2	3	4	5	6	7	8
1 - 4	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	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	

Таблица 4

Характеристики погрешностей ИК
при измерении реактивной электроэнергии

№ 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 - 4	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	4,7	2,7	2,1
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	5,8	3,2	2,5
	$0,866 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Примечания к таблицам 3 и 4:

1 Характеристики 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 (0,05 - 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 Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN и ПСЧ-4ТМ.05 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	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})	6000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное (U_{H1}) вторичное (U_{H2})	От 5700 до 6300 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 2,5 до 10 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
2	Номинальный ток:	первичный (I_{H1}) вторичный (I_{H2})	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_{H1}) вторичное (U_{H2})	6000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное (U_{H1}) вторичное (U_{H2})	От 5700 до 6300 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 2,5 до 10 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
3, 4	Номинальный ток:	первичный (I_{H1}) вторичный (I_{H2})	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_{H1}) вторичное (U_{H2})	6000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное (U_{H1}) вторичное (U_{H2})	От 5700 до 6300 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 2,5 до 10 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:

- электросчётчиках (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:

- электросчётчик - 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 Меркурий 230 ART-00 PQRSIN, КТ 0,5S/1,0	2
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05, КТ 0,5S/1,0	2
Трансформатор тока ТПЛ-10, К тт 400/5	3
Трансформатор тока ТПФМ-10, К тт 300/5	2
Трансформатор тока ТПФМ-10, К тт 200/5	2
Инструкция по эксплуатации МГЭР.411713.004.010 - ИЭ.М	1
Методика поверки КПНГ.411713.122 МП	1
Формуляр МГЭР.411713.004.010– ФО.М	1
Сервер HP ProLiant ML370 G5; 6 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 Siemens MC35.900/1800 IRZ MC52iT.	1 комплект
ПО Альфа Центр Многопользовательская версия 20.02/2010/С-6144	1 комплект
Устройство синхронизации системного времени УСВ-1, № 1611	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом КПНГ.411713.122 МП Методика поверки Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Энерготраст», утверждённым ГЦИ СИ ООО "ИЦ "Энерготестконтроль" 02.04.2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- 1) Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- 2) Средства поверки счётчиков электрической энергии в соответствии с утверждённым документом "Счётчики электрической энергии трёхфазные статические Меркурий 230. Методика поверки АВЛГ.411152.021 МП";
- 3) Переносной компьютер с ПО "Конфигуратор Меркурий 230" и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы;
- 4) средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05М.17, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1;
- 5) Средства поверки УСВ-1 в соответствии с утверждённым 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), утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004 году;
- 6) Радиоприемник станций радиовещания, принимающий сигналы службы точного времени.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в АИИС КУЭ приведены в документе КПНГ.411713.122 МИ – Методика (метод) измерений электроэнергии Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Энерготраст»;

Методика (метод) измерений - КПНГ.411713.122 МИ аттестована ГЦИ СИ – ООО "Испытательный центр "Энерготестконтроль" по ГОСТ Р 8.563-2009 .Свидетельство об аттестации № 77/01.00066-2010/2012 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"
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. " _____ " _____ 2012г.