

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Энергосети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ЗАО «Энергосети» (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электрической энергии (мощности), потребляемой объектами ЗАО «Энергосети», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), филиала "ОАО МРСК Центра" – "Тверьэнерго", "ОАО Тверьоблэлектро" 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 включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983 – 2001, трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М 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 Сервер HP Proliant DL 180 G6 WW, 6 сотовых модема стандарта GSM IRZ MC52i-485 GI, систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) на базе устройства синхронизации времени UCSB-2, программное

обеспечение ПО Альфа Центр Многопользовательская версия (далее – ПО), коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы GSM IRZ MC52i-485 GI), 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-2, установленного на уровне ИВК. 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 ± 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 ЗАО "Энергосети" входит многопользовательский программный комплекс "АльфаЦЕНТР" с возможностью опроса до 10 счетчиков электрической энергии.

ПО "АльфаЦЕНТР" 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 "АльфаЦЕНТР" и определяются классом применяемых электросчетчиков и трансформаторов.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ПО "АльфаЦЕНТР", 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	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Планировщик опроса и передачи данных - Amrserver.exe	Elster AmrServer	4.2.1.0	045761ae9e8e40c82b061937aa9c5b00	md5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД - Amrc.exe	RTU327 Amr Client	4.3.0.0	b9b908fbf31b532757cd5cd1efedf6d8	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД - Amra.exe	RTU327 Amr Client	4.3.0.0	a5d6332fc9afe785b9f243a6861606f2	
Драйвер работы с БД - Cdbora2.dll	Oracle database driver for ACComm	4.2.0.0	860d26cf7a0d26da4acb3862aace65b1	
Библиотека шифрования пароля счетчиков - encryptdll.dll	Идентификационное наименование отсутствует	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
Библиотека сообщений планировщика опросов - alphamess.dll	Идентификационное наименование отсутствует	Номер версии отсутствует	b8c331abb5e34444170ee9317d635cd	

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 таблице 2. Значение характеристик погрешности АИИС КУЭ в рабочих условиях приведены в таблицах 3, 4. Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Блок-схема АИИС КУЭ приведена на рисунке. 1.

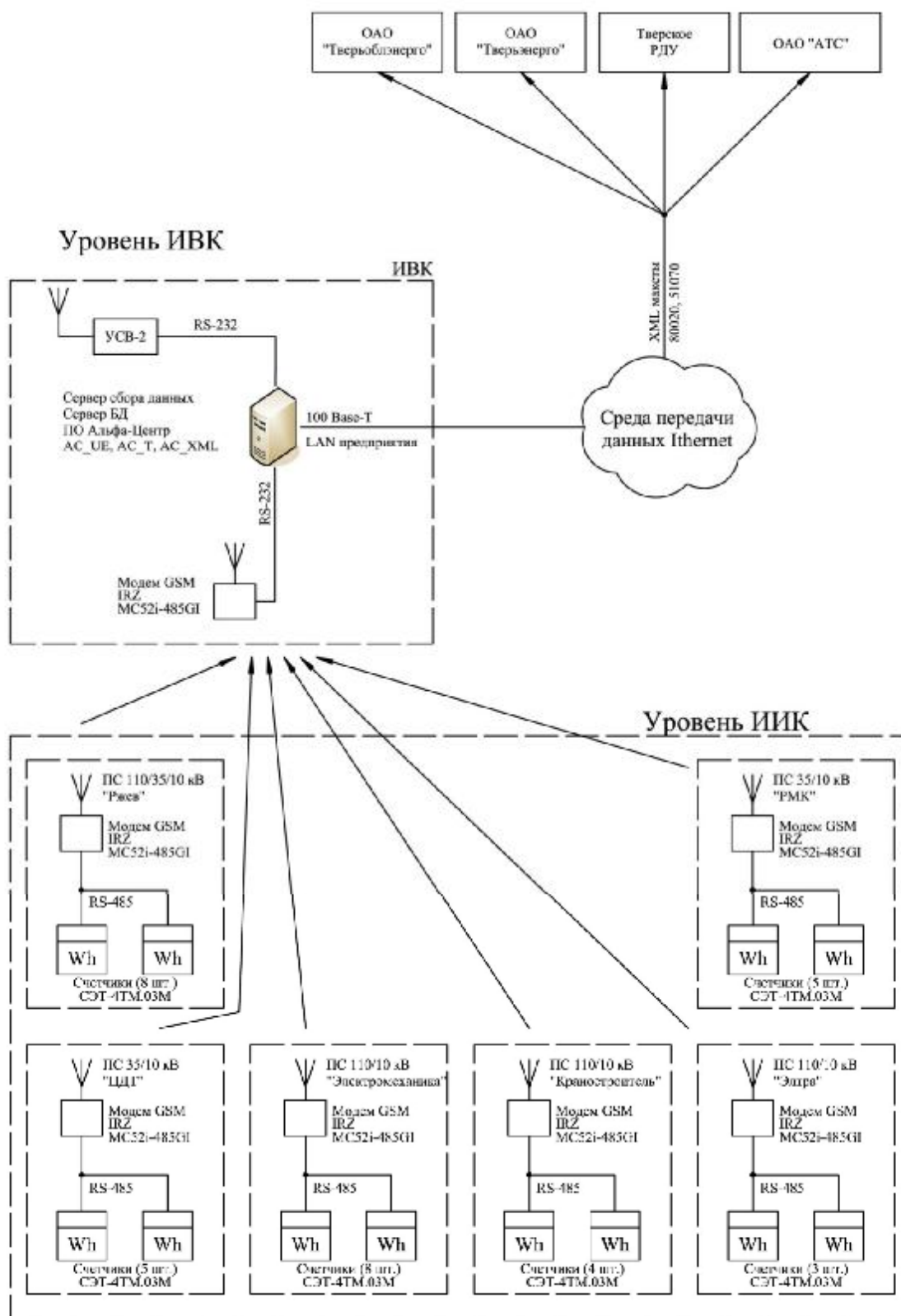


Рисунок 1

Таблица 2 - Состав 1-го уровня ИК

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК ТИ			Вид электроэнергии	Основная погрешность, %
		ТТ	ТН	Счётчик		
1	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" фидер 35	ТЛМ-10 К тт 400/5, КТ 0,5, Зав. № А - 2698 С - 1620	НАМИ-10-95 УХЛ2, К тн 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 501	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121128	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
2	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" ячейка 31	ТЛМ-10 К тт 400/5, КТ 0,5, Зав. № А - 1506 С - 0133	НАМИ-10-95 ХЛ2, КТ 0,5, К тн 10/ 0,1 Зав. № 501	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0812090777	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
3	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" ячейка 05	ТЛМ-10 К тт 400/5, КТ 0,5, Зав. № А - 1615 С - 9029	НАМИ-10-95 УХЛ2, К тн 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 501	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121245	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
4	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" фидер 30	ТЛМ-10 К тт 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 4302 С - 4005	НАМИ-10-95 УХЛ2, К тн 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 800	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120995	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
5	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" ячейка 28	ТЛМ-10 К тт 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 4269 С - 4011	НАМИ-10-95 УХЛ2 К тн 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 800	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120965	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
6	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" ячейка 26	ТЛМ-10 К тт 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 4305 С - 3701	НАМИ-10-95 УХЛ2, К тн 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 800	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121062	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
7	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" фид.20	ТЛМ-10 К тт 400/5, КТ 0,5, Зав. № А - 2671 С - 6150	НАМИ-10-95 УХЛ2 К тн 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 800	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121038	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
8	ПС 110/35/10 кВ "Ржев" фидер 16	ТЛМ-10 К тт 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 1150	НАМИ-10-95 УХЛ2, К тн 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 800	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0211120976	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК ТИ			Вид электроэнергии	Основная погрешность, %
		ТТ	ТН	Счётчик		
		С - 1223				
9	ПС 35/10 кВ "РМК" фид.1	ТВЛМ-10 К ТТ 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 81362 С - 85531	НТМИ-10, КТ 0,2, К ТН 10/0,1 Зав. № 269	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121119	Активн. Реактивн.	± 1,7 ± 3,8
10	ПС 35/10 кВ "РМК" фид.8	ТПФМ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 8318 С - 3091	НТМИ-10, К ТН 10/0,1, КТ 0,2, Зав. № 3213	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121010	Активн. Реактивн.	± 1,7 ± 3,8
11	ПС 35/10 кВ "РМК" фид.10	ТПЛ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 7986 С - 7988	НТМИ-10, К ТН 10/0,1, КТ 0,2, Зав. № 3213	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120997	Активн. Реактивн.	± 1,7 ± 3,8
12	ПС 35/10 кВ "РМК" фид.11	ТПЛ-10 К ТТ 150/5, КТ 0,5, Зав. № А - 37844 С - 59519	НТМИ-10, К ТН 10/ 0,1, КТ 0,2, Зав. № 3213	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121082	Активн. Реактивн.	± 1,7 ± 3,8
13	ПС 35/10 кВ "РМК" фид.13	ТПЛ-10 К ТТ 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 7910 С - 7957	НТМИ-10, К ТН 10/0,1, КТ 0,2, Зав. № 3213	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120963	Активн. Реактивн.	± 1,7 ± 3,8
14	ПС 35/10 кВ "ЦДТ" фид.2	ТЛМ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 9489 С - 3928	НАМИ-10-95 УХЛ2, К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 1020	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121024	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
15	ПС 35/10 кВ "ЦДТ" фид.4	ТЛМ-10 К ТТ 150/5, КТ 0,5, Зав. № А - 443 С - 424	НАМИ-10-95 УХЛ2, К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 1020	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120953	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК ТИ			Вид электроэнергии	Основная погрешность, %
		ТТ	ТН	Счётчик		
16	ПС 35/10 кВ "ЦДТ" фид 5	ТЛМ-10 К ТТ 100/5, КТ 0,5, Зав. № А - 3064 С - 2225	НАМИ-10-95 УХЛ2, К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 1020	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121268	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
17	ПС 35/10 кВ "ЦДТ" фид.8	ТЛМ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 6308 С - 5315	НАМИ-10-95 УХЛ2, К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 177	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120946	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
18	ПС 35/10 кВ "ЦДТ" фид.13	ТЛМ-10 К ТТ 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 1220 С - 1335	НАМИ-10-95 УХЛ2 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 177	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121121	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
19	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.1	ТЛМ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 2155 С - 2429	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 5551	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120916	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
20	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.2	ТЛМ-10 К ТТ 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 8143 С - 8149	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 5551	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121188	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
21	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.4	ТЛМ-10 К ТТ 150/5, КТ 0,5, Зав. № А - 2135 С - 4899	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 5551	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120942	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
22	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.5	ТЛМ-10 К ТТ 400/5, КТ 0,5, Зав. № А - 5115 С - 6560	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 5551	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120938	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
23	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.13	ТЛМ-10-1У3 К ТТ 100/5, КТ 0,5 S, Зав. № А- 2162130000001 С- 2162130000002	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 2275	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120972	Активн. Реактивн.	± 1,7 ± 4,0

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК ТИ			Вид электроэнергии	Основная погрешность, %
		ТТ	ТН	Счётчик		
24	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.14	ТЛМ-10 К ТТ 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 4235 С - 4558	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 2275	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121247	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
25	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.15	ТЛМ-10-1 К ТТ 150/5, КТ 0,5 S, Зав. № А- 2162130000003 С- 2162130000004	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 2275	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121055	Активн. Реактивн.	± 1,7 ± 4,0
26	ПС 110/10 кВ "Электромеханика" фид.17	ТЛМ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 9587 С - 2423	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 2275	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121181	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
27	ПС 110/10 кВ "Краностроитель" фид.16	ТЛМ-10 К ТТ 400/5, КТ 0,5, Зав. № А - 2731 С - 2831	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 7809	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121005	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
28	ПС 110/10 кВ "Краностроитель" фид.22	ТЛМ-10 К ТТ 300/5, КТ 0,5, Зав. № А - 0252 С - 0404	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 1685	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121003	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
29	ПС 110/10 кВ "Краностроитель" фид.39	ТЛМ-10 К ТТ 100/5, КТ 0,5, Зав. № А - 3178 С - 2432	НТМИ-10-66 К ТН 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 9724	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121252	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
30	ПС 110/10 кВ "Краностроитель" фид.49	ТЛМ-10 К ТТ 150/5, КТ 0,5, Зав. № А – б/н С - 4853	НТМИ-10-66 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 999	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120988	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
31	ПС 110/10 кВ "Элтра" фид.7	ТПЛМ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 8671 С - 8702	НТМИ-10 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 7650	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811121126	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК ТИ			Вид электроэнергии	Основная погрешность, %
		ТТ	ТН	Счётчик		
32	ПС 110/10 кВ "Элтра" фид.11	ТПЛМ-10 К ТТ 150/5, КТ 0,5, Зав. № А - 28312 С - 33278	НТМИ-10 К ТН 10/ 0,1, КТ 0,5, Зав. № 7597	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0811120960	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0
33	ПС 110/10 кВ "Элтра" фид.12	ТПЛМ-10 К ТТ 200/5, КТ 0,5, Зав. № А - 8260 С - 6236	НТМИ-10 К ТН 10/0,1, КТ 0,5, Зав. № 7592	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т 0,5S/1 Зав. № 0806130311	Активн. Реактивн.	± 1,8 ± 4,0

Примечания

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

2 Нормальные условия: параметры сети: напряжение (напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд; температура окружающей среды (20 ± 5)°С.

3 Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,95 - 1,05) $U_{ном}$; ток (0,05 - 1,2) $I_{ном}$ при трансформаторе тока с классом точности 0,5, ток (0,01 - 1,0) $I_{ном}$ при трансформаторе тока с классом точности 0,5S, $\cos\phi = 0,8$ 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 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 ЗАО «Энергосети» порядке.

Значение характеристик погрешности АИИС КУЭ в рабочих условиях при измерении активной и реактивной электроэнергии приведены в таблице 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях при измерении активной электроэнергии

№ ИК	Диапазон значений $\cos \phi$	Тип нагрузки	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %				
			$1 \leq I_{раб} < 2$	$2 \leq I_{раб} < 5$	$5 \leq I_{раб} < 20$	$20 \leq I_{раб} < 100$	$100 \leq I_{раб} \leq 120$
1	2	3	4	5	6	7	8
1-8, 14-20, 22, 24-33	$0,5 \leq \cos \phi < 0,8$	инд.	не норм.	не норм.	± 5,8	± 3,6	± 3,0
	$0,8 \leq \cos \phi < 0,866$	инд.	не норм.	не норм.	± 3,3	± 2,2	± 2,0
	$0,866 \leq \cos \phi < 0,9$	инд.	не норм.	не норм.	± 2,9	± 2,0	± 1,8
	$0,9 \leq \cos \phi < 0,95$	инд.	не норм.	не норм.	± 2,7	± 1,9	± 1,8
	$0,95 \leq \cos \phi < 0,99$	инд.	не норм.	не норм.	± 2,4	± 1,8	± 1,7

	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	не норм.	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	$\cos \varphi = 1$		не норм.	не норм.	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	не норм.	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
9-13	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	не норм.	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,8$
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	не норм.	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	не норм.	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	не норм.	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	не норм.	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	$\cos \varphi = 1$		не норм.	не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
21, 23	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	не норм.	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$
	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	$\pm 5,3$	$\pm 3,7$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$
	$\cos \varphi = 1$		2,4	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Таблица 4 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях при измерении реактивной электроэнергии

№ ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %				
		$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} \leq 120$
1	2	3	4	5	6	7
1-8, 14-20, 22, 24-33	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	$\pm 5,3$	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	$\pm 6,3$	$\pm 4,2$	$\pm 3,7$
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	$\pm 4,6$	$\pm 4,0$
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	$\pm 6,0$	$\pm 5,0$
	$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
9-13	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	$\pm 5,2$	$\pm ,6$	$\pm 3,2$
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	$\pm 6,2$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 3,8$
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	$\pm 5,7$	$\pm 4,7$
	$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

21, 23	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	$\pm 3,8$	$\pm 3,3$	$\pm 3,4$
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	$\pm 4,3$	$\pm 3,7$	$\pm 3,7$
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	$\pm 5,0$	$\pm 5,0$
	$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 5

Таблица 5 – Основные технические характеристики

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
1, 5, 6, 9, 11, 18, 22, 25, 28	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	300 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	От 15 до 300 А От 0,25 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	10 000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	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 2,5 до 10 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		200 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 50 до 200 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		150 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 37,5 до 150 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
2, 3, 4, 7, 24, 27	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	400 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	От 20 до 400 А От 0,25 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	10000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	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 2,5 до 10 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		200 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 50 до 200 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		150 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 37,5 до 150 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
8, 10, 13, 14, 17, 19, 26, 32, 33	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	200 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	От 10 до 200 А От 0,25 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	1000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	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 2,5 до 10 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		200 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 50 до 200 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		150 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 37,5 до 150 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
12, 15, 20, 23, 30, 31	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	150 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	От 7,5 до 150 А От 0,25 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	10000 В 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	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 2,5 до 10 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		200 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 50 до 200 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		150 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 37,5 до 150 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0

16, 21, 29	Номинальный ток:	первичный (I_{N1}) вторичный (I_{N2})	100 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	От 5 до 100 А От 0,25 до 5 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 $\cos \phi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 2,5 до 10 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		200 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 50 до 200 ВА
	Номинальная нагрузка ТН		150 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		От 37,5 до 150 ВА
	Допустимое значение $\cos \phi_2$ 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:

- 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 измерений

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Количество
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, КТ 0,5S/1, ГР № 36697-08	33
Трансформатор тока ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5, ГР № 48923-12	14
Трансформатор тока ТЛМ-10 400/5, КТ 0,5, ГР № 48923-12	12
Трансформатор тока ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5, ГР № 48923-12	10
Трансформатор тока ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5, ГР № 48923-12	2
Трансформатор тока ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5, ГР № 48923-12	4
Трансформатор тока ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5S, ГР № 48923-12	2
Трансформатор тока ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5S, ГР № 48923-12	2
Трансформатор тока ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5, ГР № 1276-59	4
Трансформатор тока ТПЛ-10 200/5, КТ 0,5, ГР № 1276-59	4
Трансформатор тока ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5, ГР № 1276-59	2
Трансформатор тока ТВЛМ-10 300/5, КТ 0,5, ГР № 1856-63	2
Трансформатор тока ТПФМ-10 200/5, КТ 0,5, ГР № 814-53	2
Трансформатор тока ТПЛМ-10 150/5, КТ 0,5, ГР № 2363-68	2
Трансформатор тока ТПЛМ-10 200/5, КТ 0,5, ГР № 2363-68	2
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66, К тт 10/0,1, ГР № 831-69	6
Трансформатор напряжения НТМИ-10, КТ 0,2, К тт 10/0,1, ГР № 831-69	2
Трансформатор напряжения НТМИ-10, КТ 0,5, К тт 10/0,1, ГР № 831-69	2
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2, К тт 10/0,1, ГР № 20186-00	4
Сервер HP Proliant DL 180 G6 WW	1
Устройство синхронизации системного времени UCSB-2, № 2745, ГР № 41681-10,	1
ПО АльфаЦентр Многопользовательская версия	1

Наименование документации	
Методика поверки МГЭР.411713.00422.МП	1
Формуляр МГЭР.411713.00422.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МГЭР.411713.00422.МП "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ЗАО "Энергосети". Методика поверки", утверждённому Государственным центром испытаний средств измерений ООО "Испытательный центр "Энерготестконтроль" 06.08.2013 г.

Средства поверки:

Радиочасы МИР РЧ-02, Госреестр № 46656-11.

Средства поверки – измерительных компонентов:

- трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;

- трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- счётчиков электрической энергии в соответствии с документом "Счётчики электрической энергии трёхфазные статические СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки в составе ИЛГШ.411152.146 РЭ1", согласованная с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе МГЭР.411713.00422. Методика измерений "Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ЗАО "Энергосети". Методика (метод) измерений электрической энергии";

Методика (метод) измерений - 411713.00422. Методика измерений "Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ЗАО "Энергосети". Методика (метод) измерений электрической энергии" аттестована Государственным центром испытаний средств измерений ООО "Испытательный центр "Энерготестконтроль" по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 85/01.00066-2010/2012 от 07 августа 2013 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"

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"

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

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

Тел/факс: (495) 737 61 17

E-mail: mail@etcontrol.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО "Испытательный центр "Энерготестконтроль" по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30067-10 от 09.02.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин
М.п. "_____" _____ 2013 г.