

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросети» - (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую 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);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- 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).

1-ый уровень системы - информационно-измерительный комплекс (ИИК) состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746 – 2001, измерительных трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии СЕ303 S31 503-JAYVZ(12) и СЕ303 S31 543-JAYVZ(12) класса точности (КТ) 0,5S/0,5 в ГР № 33446-06 и СЕ102М R5 145-А класса точности (КТ) 0,5S/0,5 в ГР № 46788-11 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В режиме измерения реактивной электроэнергии в виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (31 точка измерения).

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) состоит из контроллеров типа Сикон С120 в ГР №40489-09, технических средств приема-передачи данных, каналов связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из сервера базы данных HP ProLiant ML310e Gen8 v.2, с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства синхронизации времени УСВ-2 (ГР№ №41681-10), принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS, коммуникаторов, автоматизированного рабочего места (АРМ) HP Pro 3500 MT, а также совокупности аппаратных, каналовобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 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. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК№1-12,15,16,22-27) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы контроллера (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к контроллерам устройствам. Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК№13,14,17-21,28-31) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Данные об энергопотреблении с контроллеров поступают на сервер БД.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройства синхронизации времени УСВ-2, принимающие сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования GPS и Глонасс. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Время на сервере ИВК синхронизируется со временем УСВ-2 каждый час и корректируется при расхождении времени на ± 2 с. Время счетчиков (ИК№13,14,17-21,28-31) корректируется сервером ИВК ежедневно при расхождении времени на ± 2 с. Время в контроллере синхронизировано с временем УСВ-2, сличение каждые 5 минут, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Контроллер осуществляет коррекцию времени счетчиков (ИК№1-12,15,16,22-27) каждый сеанс связи, корректировка осуществляется при расхождении времени на ± 2 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Передача информации в организации – участникам оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется с сервера по основному и резервному каналам связи.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Электросети» установлено программное обеспечение (ПО)- «Пирамида 2000». Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице №1.

Таблица №1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	1.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	1.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	1.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5

Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	1.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	1.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014– высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПК АИИС КУЭ и измерительную информацию.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчетные коэффициенты, которые используются для пересчета токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счетчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа - паролем и опломбированием сервера.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в таблице № 2

Таблица №2

Номер канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл.энергии	Пределы допускаемой относительной погрешности ±(%)	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-1; яч. 5; 10 кВ	ТПОЛ-10 400/5,КТ 0,5 Зав. № 22079 Зав. № 22081	НТМИ-10 10000/100, КТ0,5, Зав. № 811	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000225	Сикон С120 ,Зав. № 1302	А Р	1,3 1,9	3,0 4,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	РП-1; яч. 16; 10 кВ	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Зав. № 5332 Зав. № 5037	НТМИ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 3010	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985080000050	Сикон С120 Зав. № 1302	А Р	1,3 1,9	3,0 4,5
3	РП-2; яч. 2; 10 кВ	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Зав. № 69172 Зав. № 69181	НТМИ-10 10000/100,КТ 0,5 Зав. № 606586	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000222			1,3 1,9	3,0 4,5
4	РП-2; яч. 9; 10 кВ	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Зав. № 71068 Зав. №69788	НТМИ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 863	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000182	Сикон С120,Зав. № 1301		1,3 1,9	3,0 4,5
5	РП-2; яч. 14; 10 кВ	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Зав. № 21970 Зав. № 21944	НТМИ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 7387	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985080000032			1,3 1,9	3,0 4,5
6	ГПП-701; яч. 23; 10 кВ	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Зав. № 20138 Зав. № 20005	НТМИ-10 10000/100, КТ0,5 Зав. № 1301	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000165			Сикон С120,Зав. № 1304	1,3 1,9
7	ГПП-701; яч. 9; 10 кВ	ТПОЛ-10 1000/5,КТ 0,5 Зав. № 20125 Зав. № 8314	НТМИ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 1281	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985080000048	1,3 1,9			3,0 4,5
8	ГПП-701; яч.11; 0,4 кВ	ТТИ-А 150/5, КТ 0,5 Зав. № 111826 Зав. № 111835	-	СЕ303 S31 543- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8984082000943	1,1 1,5			2,9 4,3
9	ГПП-702; яч. 5; 10 кВ	ТПШЛ-10 2000/5, КТ 0,5 Зав. № 048 Зав. № 5250	НТМИ-10 10000/100, КТ0,5 Зав. № 3474	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000227	Сикон С120, Зав. № 1299		1,3 1,9	3,0 4,5
10	ГПП-702; яч. 27; 10 кВ	ТПШЛ-10 2000/5, КТ 0,5 Зав. № 5263 Зав. № 049	НТМИ-10-66У3 10000/100, КТ0,5 Зав. № 8467	СЕ303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000282			1,3 1,9	3,0 4,5

11	ГПП-702; панель 7; 0,4 кВ	ТТИ-А 200/5, КТ 0,5 Зав. № 823975 Зав. № 923977 Зав. № 923886	-	CE303 S31 543- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8984082000919			1,1 1,5	2,9 4,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ГПП-702; панель 9; 0,4 кВ	ТТИ-А 150/5, КТ 0,5 Зав. № 114462 Зав. № 114660 Зав. № 114461	-	CE303 S31 543- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8984082000933	Сикон С120 Зав. № 1299	А Р	1,1 1,5	2,9 4,3
13	ВЛ-10кВ №6 опора 1	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5 Зав. № 22832-14 Зав. № 22818-14 Зав. № 23083-14	ЗНОЛПМ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 4000876 Зав. № 4000087 Зав. № 4000184	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985081000064	-		1,3 1,9	4,0 5,5
14	ТП-201; яч. 2; 3 кВ	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Зав. № 53136 Зав. № 53310	ЗНОЛПМ-3 3000/100, КТ 0,5 Зав. № 4001093 Зав. № 4001086 Зав. № 1001092	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000161	-		1,3 1,9	3,1 4,5
15	ТП-203; яч. 4; 3 кВ	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Зав. № 53313 Зав. № 53315	ЗНОЛПМ-3 3000/100, КТ 0,5 Зав. № 4001087 Зав. № 4001088 Зав. № 4001091	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985081000069	Сикон С120, Зав. № 1298		1,3 1,9	3,1 4,5
16	ТП-203-1; яч. 2; 3 кВ	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Зав. № 53311 Зав. № 53312	ЗНОЛПМ-3 3000/100, КТ 0,5 Зав. № 4001085 Зав. № 4001089 Зав. № 4001090	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000284	Сикон С120, Зав. № 1298		1,3 1,9	3,1 4,5
17	ВЛ-10кВ №5 опора 1	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5 Зав. № 22944-14 Зав. № 23020-14 Зав. № 22945-14	ЗНОЛПМ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 4000935 Зав. № 4000245 Зав. № 4000396	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000154	-		1,3 1,9	4,0 5,5
18	ТП-218; панель 4; 0,4кВ	ТТИ-85 1000/5, КТ 0,5 Зав. № 1309-207094 Зав. № 1309-207091 Зав. № 1309-207092	-	CE303 S31 543- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8984082000954			1,1 1,5	2,9 4,3
19	ВЛ-10кВ №3.опора 5	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5 Зав. № 22836-14 Зав. № 22886-14 Зав. № 22885-14	ЗНОЛПМ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 4000512 Зав. № 4000947 Зав. № 4000871	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985081000075			1,3 1,9	4,0 5,5
20	ТП-247; яч.4;10 кВ	ТОЛ-10 100/5, КТ 0,5S Зав. № 10320 Зав. № 10323	ЗНОЛПМ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 4000717 Зав. № 4001065 Зав. № 4000706	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000218			1,3 1,9	3,1 4,5

21	ТП-246; яч.2;10 кВ	ТОЛ-10 100/5, КТ 0,5S Зав. № 10324 Зав. № 10583	ЗНОЛПМ-10 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 4001046 Зав. № 4000902 Зав. №4000858	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985080000020	Сикон С120,Зав. № 1297	1,3 1,9	3,1 4,5
22	ГПП «Базовая» яч. 1; 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Зав. № 26578 Зав. №26085 Зав. №26571	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Зав. № 25528	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985080000049		1,3 1,9	3,0 4,5
23	ГПП «Базовая» яч.29;6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Зав. № 27404 Зав. № 27061 Зав. № 27142	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Зав. № 684	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985080000035		1,3 1,9	3,0 4,5
24	ГПП «Базовая» яч.3; 0,4кВ	ТТИ-А 150/5, КТ 0,5 Зав. № Y6424 Зав. № Y7528 Зав. № Y6368	-	CE303 S31 543- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8984082000956		1,1 1,5	2,9 4,3
25	ГПП «Базовая» яч. 31; 0,4 кВ	ТТИ-А 150/5, КТ 0,5 Зав. № Y6421 Зав. № Y6422 Зав. № Y6437	-	CE303 S31 543- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8984077000063		1,1 1,5	2,9 4,3
26	ГПП «ГМЗ»; яч. 309; 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Зав. № 25528 Зав. № 25529 Зав. № 25530	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Зав. № 711	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000242	Сикон С120,Зав. № 1303	1,3 1,9	3,0 4,5
27	ГПП «ГМЗ»; ТСН-5; 0,4 кВ	ТТИ-А 100/5, КТ 0,5 Зав. № Y7681 Зав. № Y7682 Зав. № Y7688	-	CE303 S31 543- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8984082000810		1,1 1,5	2,9 4,3
28	ТП-14; ячейка 5; 6 кВ	ТПП-10 75/5, КТ 0,5 Зав. № 5359 Зав. № 5359	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Зав. № 9697	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985080000026	-	1,3 1,9	3,0 4,5
29	ВЛ-6кВ «Виленка» опора 28	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, КТ 0,5 Зав. №22895-14 Зав. №22887-14 Зав. № 22831-14	ЗНОЛПМ-6 10000/100, КТ 0,5 Зав. № 4100891 Зав. № 4000895 Зав. № 4000852	CE303 S31 503- JAYVZ(12) КТ 0,5S/0,5 Зав. № 8985079000110		1,3 1,9	4,0 5,5
30	ТП-«СКЗ №6»; 0,22 кВ	-	-	CE102M R5145-A КТ 1,0 Зав. № 10748079005475	А	1,0	2,3

31	ТП-«СКЗ №7»; 0,22 кВ	-	-	CE102M R5145-A КТ 1,0 Зав. № 10748079005520	1,0	2,3
----	----------------------------	---	---	--	-----	-----

Примечания:

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

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 , 1,02) $U_{\text{НОМ}}$, ток (0,01 , 1,2) $I_{\text{НОМ}}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.; температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 , 1,1) $U_{\text{НОМ}}$, ток (0,01 , 1,2) $I_{\text{НОМ}}$ для ИК№, $\cos \varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк; для ИК№14-16,20,21; для ИК№1-13,17-19,22-31; напряжение (0,9 , 1,1) $U_{\text{НОМ}}$, ток (0,05 , 1,2) $I_{\text{НОМ}}$ $\cos \varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк ;

допускаемая температура окружающей среды для: измерительных трансформаторов от (- 40) до + 70 °С, электросчетчиков CE102M R5 145-A от минус 45 до + 70 °С, электросчетчиков CE303 S31 503-JAYVZ(12), CE303 S31 543-JAYVZ(12) от минус 40 до + 60 °С , контроллеров Сикон С120 от минус 10 °С до + 50 °С, сервера от + 10 до + 35 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях для ИК№ 14-16,20,21 указана при $I=0,01 I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5°С до +35°С; для ИК№1-7,9,10,22,23,26,28 при $I=0,05 I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +35°С; для ИК№13,17,19,29 при $I=0,05 I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -40°С до +40°С; для ИК№8,11,12,18,24,25,27 при $I=0,05 I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +35°С; для ИК№30,31 при $I=0,05 I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5°С до +35°С; основная погрешность указана при $I=0,1 I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд .

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001; счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу) .

7. А-активная электрическая энергия, Р- реактивная электрическая энергия

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не ниже, чем у перечисленных в таблице

1. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Электросети» порядке. Акт хранится с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

Электросчётчик CE102M R5 145-A :

-среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 220000$ ч,

-средний срок службы – не менее 30 лет,

Электросчётчик CE303 S31 503-JAYVZ(12), CE303 S31 543-JAYVZ(12)

-среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 160\ 000$ ч.

Сервер:

среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 125000$ ч,

среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 0,5$ ч;

Трансформатор тока (напряжения):

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 400\,000$ ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 2$ ч;

Контроллер Сикон С120:

- среднее время наработки на отказ не менее не менее $T_{cp} = 50\,000$ ч,
- средний срок службы, -15 лет;

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

в журнале контроллера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и контроллере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение контроллера.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
- контроллера;
- 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 контроллере;
 - установка пароля на сервер;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик СЕ102М R5145-А - глубина хранения каналов учета накопленных по тарифам за сутки – 44суток;

- электросчетчики СЕ303 S31 503-JAYVZ(12), СЕ303 S31 543-JAYVZ(12), – глубина хранения информации при отключенном питании – не менее 10 лет. Глубина хранения суточных энергий, накопленных по тарифам -45 суток.

- контроллер Сикон С120 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу за месяц - не менее 45;

-сервер БД – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 4,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ООО «Электросети».

Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ ООО «Электросети» приведена в таблице №3.

Таблица №3

Наименование компонента системы	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии СЕ303 S31 503-JAYVZ(12) ,КТ 0,5S/0,5	22
Счетчик электрической энергии СЕ102М R5 145-А, КТ 0,5S/0,5	2
Счетчик электрической энергии СЕ303 S31 543-JAYVZ(12) ,КТ 0,5S/0,5	7
Трансформатор тока ТПОЛ-10, КТ 0,5	19
Трансформатор тока ТТИ-А, КТ 0,5	17
Трансформатор тока ТПШЛ-10, КТ 0,5	4
Трансформатор тока ТОЛ-10, КТ 0,5 S	10
Трансформатор тока ТТН-85, КТ 0,5	3
Трансформатор тока ТПП-10, КТ 0,5	2
Трансформатор тока ТПФМ-10 , КТ 0,5	4
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10, КТ 0,5	12
Трансформатор напряжения НТМИ-10, КТ 0,5	8
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66УЗ, КТ 0,5	1
Трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-3, КТ 0,5	9
Трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-6, КТ 0,5	3
Трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10, КТ 0,5	15
Трансформатор напряжения НТМИ-6, КТ 0,5	4
УСПД Сикон С120	7
УСВ-2	8
Сервер БД типа HP ProLiant ML310e Gen8 v.2	1
АРМ (автоматизированное рабочее место) HP Pro 3500 MT	1
Методика поверки МП 4222-02-7702575147-2015	1
Формуляр ФО 4222-02-7702575147-2015	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-02-7702575147-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросети». Методика поверки, утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 12.03.2015 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- электросчетчики типа СЕ102М R5 145-А в соответствии с методикой поверки «Счетчики активной электрической энергии однофазные многотарифные СЕ102М. Методика поверки САНТ.411152.035 Д1»;
- электросчетчики типа СЕ303 S31 503-JAYVZ(12), СЕ303 S31 543-JAYVZ(12) в соответствии с методикой поверки "Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные СЕ 303. Методика поверки".ИНЕС.41152.081 Д1;
- контроллеры Сикон С 120 в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 520.00.000 И 1. Методика поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2009 году.
- радиочасы МИР РЧ-01принимаящие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04, ПП±1 мкс;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросети» приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с

использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросети». Методика аттестована ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 76-01.00203-2015 от 10.03.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросети»

- § ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- § ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- § ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- § ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.
- § ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

-осуществление торговли.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» (ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
Юридический адрес: 123100, РФ, г. Москва, ул. Мантулинская, д.18; Тел./факс (499) 157-96-81, e-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»).

Адрес 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара, 443013. Телефоны (846) 3360827, факс (846) 3361554. E-mail: smrcsm@saminfo.ru.

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-13 от 21.10.2013 г.

Заместитель Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию и метрологии

_____ С.С. Голубев
М.п. "_____" 2015 г.