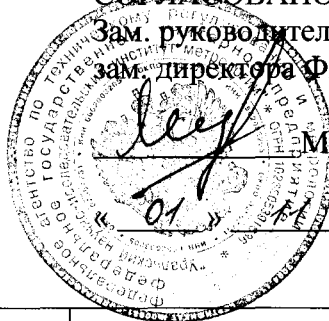


# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

СОГЛАСОВАНО:

Зам. руководителя ГЦИ СИ –  
зам. директора ФГУП «УНИИМ»



Медведевских С. В.

2007 г.

Система информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии  
автоматизированная ООО «МАГ-Энерго»

Внесена в Государственный Реестр  
средств измерений  
Регистрационный № 36597-07

Изготовлена по технической документации ЗАО «Энергопромышленная компания», заводской № 1.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ООО «МАГ-Энерго» (АИИС КУЭ), установленная в ООО «МАГ-Энерго», предназначена для автоматизированного измерения и коммерческого учета активной и реактивной электрической энергии и усредненной электрической мощности, а также для автоматического сбора, обработки, хранения, отображения полученной информации и предоставление данных потребителям информации на предприятии ООО «МАГ-Энерго».

Область применения – измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов ООО «МАГ-Энерго» на оптовом рынке электроэнергии.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной 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-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояниях 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.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень, который включает в себя 46 измерительно-информационных комплексов точек учета электроэнергии (ИИК ТУ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 7746;
- измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983;
- многофункциональных счетчиков электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА, входящих в состав комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-центр» (№ 20481-00 в Государственном реестре средств измерений).

Второй уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) в состав которого входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);
- комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-центр», включающего в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 (мод. RTU 325; № 19495-03 в Государственном реестре средств измерений), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК ТУ и к информационно-вычислительному комплексу (ИВК);
- переносной компьютер, выполняющий функции сбора, хранения информации по электроустановке и автоматизированной передачи информации в ИВК в случае аварийной ситуации (не работает канал связи со счетчиком, неработоспособное состояние ИВКЭ).

Третий уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) (информационный уровень) который состоит из:

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, отображения результатов измерений и технологической информации АИИС КУЭ.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе GPS-приемника сигналов точного времени (мод. GPS-35) обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии.

Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет, входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS-485 поступает с периодичностью 30 минут на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТУ;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналам событий;
- периодическую синхронизацию времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии.

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТУ вычисляют путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТУ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- формирования отчетных документов;
- предоставления регламентированного доступа к информации АИИС КУЭ.

СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних таймеров счетчиков, УСПД и сервера баз данных. Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник. Синхронизация таймеров сервера баз данных и счетчиков электрической энергии осуществляется от УСПД. При каждом сеансе связи УСПД контролирует расхождение времени своего таймера и времени таймеров сервера баз данных и таймеров счетчиков и при необходимости их корректирует.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС КУЭ отражают время коррекции (дата, часы, минуты) часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий корректровке.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Общее количество ИК в составе АИИС КУЭ – 102.

Перечень ИК АИИС КУЭ с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта, наименования присоединения, типов и классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Предел допускаемого значения относительной погрешности передачи и обработки данных  $\pm 0,01 \%$ .

Предел допускаемого значения относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии  $\pm 0,01 \%$ .

Предел допускаемого значения относительной погрешности вычисления средней мощности  $\pm 0,01 \%$ .

Предел допускаемой относительной погрешности накопления информации по группам  $\pm 0,01 \%$ .

Предел допускаемого значения абсолютной погрешности определения текущего времени на интервале времени одни сутки  $\pm 5$  с.

Пределы относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности\*) при доверительной вероятности 0,95:

– при измерении активной электрической энергии для всех ИК за исключением №№ 93, 95, 99, 101  $\pm 1,1 \%$ ;

– для ИК №№ 93, 95, 99, 101  $\pm 0,9 \%$ ;

– при измерении реактивной электрической энергии для всех ИК за исключением №№ 94, 96, 100, 102  $\pm 1,4 \%$ ;

– для ИК №№ 94, 96, 100, 102  $\pm 1,3 \%$ .

Условия эксплуатации АИИС КУЭ:

– напряжение электропитания – стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;

– мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ, не более 50 Вт;

– температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков АИИС КУЭ в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства;

– температура окружающей среды для УСПД, сервера баз данных и АРМ АИИС КУЭ от 10 до 40 °С.

---

\*) Представленное значение получено расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: условия эксплуатации – нормальные, измеряемые токи и напряжения равны номинальным, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или  $\pi/2$  при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел относительной погрешности измерения для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 54-263-2006.

Таблица 1

№ ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта (электростанция, подстанция); наименование присоединения	Типы (обозначение) средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; № Государственного реестра; зав. №; коэффициент трансформации
1	2	3	4
1	активная прием	ПС 500 кВ «Приваловская»; ВЛ-100 кВ «Сатка-1»	EA05RL-P4-B4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070620 НКФ-110-83 У1; 0,5; № 1188-84; № 40854, № 40837, № 40883; 110000/100 ТФЗМ-110Б-IIIУ1; 0,5; № 2793-88; № 6573/6782, № 6975/6985, № 6981/6878; 500/5
2	реактивная прием		
3	активная отдача		
4	реактивная отдача		
5	активная прием	ПС 500 кВ «Приваловская»; ВЛ-100 кВ «Сатка-2»	EA05RL-P4-B4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070621 НКФ-110-83 У1; 0,5; № 1188-84; № 40886, № 40938, № 40917; 110000/100 ТФЗМ-110Б-IIIУ1; 0,5; № 2793-88; № 7075/07070, № 5969/7195, № 7241/7065; 500/5
6	реактивная прием		
7	активная отдача		
8	реактивная отдача		
9	активная прием	ПС «Огнеупор»; Учет на стороне 110 кВ Т № 1	EA05RAL-P3B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127496 НКФ-110-83У1; 0,5; № 1188-84; № 1519, № 1517, № 1518; 110000/100 ТФЗМ-110Б-1У1; 0,5; № 2793-88; № 59701, № 60567; 300/5
10	реактивная прием		
11	активная прием	ПС «Огнеупор»; Учет на стороне 110 кВ Т № 2	EA05RAL-P3B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127495 НКФ-110-83У1; 0,5; № 1188-84; № 1504, № 1683, № 1688; 110000/100 ТФНД-110М; 0,5; № 2793-71; № 15634, № 11689; 300/5
12	реактивная прием		
13	активная прием	ПС «Сатка»; ЛЭП-35 кВ «Рудничная-1»	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070627 ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35); 0,5; № 912-70; № 1398827, № 1398900, № 1398798; 35000/100 ТВ-35/25 (ТВ-35); 0,5; № 3172-72; № 8130-А, № 8130-В, № 8130-С; 600/5
14	реактивная прием		
15	активная прием	ПС «Сатка»; ЛЭП-35 кВ «Заводская-1»	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070625 ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35); 0,5; № 912-70; № 1398827, № 1398900, № 1398798; 35000/100 ТВ-35/25 (ТВ-35); 0,5; № 3172-72; № 8138-А, № 8138-В, № 8138-С; 600/5
16	реактивная прием		
17	активная прием	ПС «Сатка»; ЛЭП-35 кВ «Каменка»	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070618 ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35); 0,5; № 912-70; № 1398827, № 1398900, № 1398798; 35000/100 ТВ-35/25 (ТВ-35); 0,5; № 3172-72; № 9530-А, № 9530-В, № 9530-С; 600/5
18	реактивная прием		
19	активная отдача		
20	реактивная отдача		
21	активная прием	ПС «Сатка»; ЛЭП-35 кВ «Рудничная-2»	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070628 ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35); 0,5; № 912-70; № 1398898, № 1090043, № 1090043; 35000/100 ТВ-35/25 (ТВ-35); 0,5; № 3172-72; № 8129-А, № 8129-В, № 8129-С; 600/5
22	реактивная прием		
23	активная прием	ПС «Сатка»; ЛЭП-35 кВ «Заводская-2»	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070626 ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35); 0,5; № 912-70; № 1398898, № 1090043, № 1090043; 35000/100 ТВ-35/25 (ТВ-35); 0,5; № 3172-72; № 7872-А, № 7872-В, № 7872-С; 600/5
24	реактивная прием		

## Продолжение таблицы

1	2	3	4
25	активная прием	ПС «Сатка»; ЛЭП-35 кВ «ДОФ-2»	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070622
26	реактивная прием		ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35); 0,5; № 912-70; № 1398898, № 1090043, № 1090043; 35000/100 ТВ-35/25 (ТВ-35); 0,5; № 3172-72; № 3786-А, № 3786-В, № 3786-С; 600/5
27	активная прием	ПС Брусит; ф. № 40 Ввод № 4	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127489
28	реактивная прием		ЗНОЛ.06-6У3; 0,5; № 3344-04; № 3307, № 3222, № 3332; 6000/100 ТОЛ 10 (ТОЛ-10); 0,5; № 7069-02; № 311, № 306; 1500/5
29	активная прием	ПС Брусит; ф. № 7 Ввод № 2	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127494
30	реактивная прием		ЗНОЛ.06-6У3; 0,5; № 3344-04; № 3318, № 3250, № 3256; 6000/100 ТОЛ 10 (ТОЛ-10); 0,5; № 7069-02; № 307, № 315; 1500/5
31	активная прием	ПС Брусит; ф. № 15 Ввод № 1	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127492
32	реактивная прием		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 3333; 6000/100 ТОЛ 10 (ТОЛ-10); 0,5; № 7069-02; № 725, № 312; 1500/5
33	активная прием	ПС Брусит; ф. № 21 Ввод № 3	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 0112787
34	реактивная прием		ЗНОЛ.06-6У3; 0,5; № 3344-04; № 3251, № 3248, № 3253; 6000/100 ТОЛ 10 (ТОЛ-10); 0,5; № 7069-02; № 3015, № 428; 1500/5
35	активная отдача	ПС «Сатка-тяга»; Ввод от ЛЭП-35 кВ Т-3	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070623
36	реактивная отдача		ЗНОМ-35-65 (ЗНОМ-35); 0,5; № 912-70; № 1023731, № 1023732, № 1464959; 6000/100; НОМ-35; 0,5; № 187-49; № 645147; 35000/100 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 10382, № 3315; 200/5
37	активная отдача	ПС 13; ф. № 40 Медведевский совхоз	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142479
38	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 94; 6000/100 ТПФМ-10; 0,5; № 814-53; № 13548, № 137938; 100/5
39	активная отдача	ПС 13; ф. № 51 ЗАО «Бит Морион»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142469
40	реактивная отдача		ЗНОЛ.06-6У3; 0,5; № 3344-04; № 3254, № 3258, № 3259; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 1986, № 9709; 75/5
41	активная отдача	ПС 13; ф. № 60 ОАО «Энергосистемы»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142472
42	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 94; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 5603, № 4514; 150/5
43	активная отдача	ПС 13; ф. № 13 ООО «Тормаг»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142475
44	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 94; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 0804, № 9481; 200/5
45	активная отдача	ПС 13; ф. № 57 ОАО «Энергосистемы»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142473
46	реактивная отдача		ЗНОЛ.06-6У3; 0,5; № 3344-04; № 3254, № 3258, № 3259; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 4542, № 5658; 150/5

Продолжение таблицы

1	2	3	4
47	активная отдача	ПС 14; ЛЭП-1 35 кВ ОАО «СЧПЗ»	EA05RL-P2B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070630
48	реактивная отдача		НОМ-35; 0,5; № 187-49; № 725991, № 583697; 35000/100 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 2015, № 42; 100/5
49	активная отдача	ПС 14; ЛЭП-2 35 кВ ОАО «СЧПЗ»	EA05RL-P2B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01070623
50	реактивная отдача		НОМ-35; 0,5; № 187-49; № 734397, № 734400; 35000/100 ТФНД-35М (ТФНД-35); 0,5; № 3689-73; № 1256, № 15470; 100/5
51	активная отдача	ПС 14; яч. 20 ЗАО «СДРСУ»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142480
52	реактивная отдача		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 4727; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 46994, № 46389; 300/5
53	активная отдача	ПС 14; яч. 5 ЗАО «СДРСУ»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142476
54	реактивная отдача		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 4726; 6000/100 ТПФМ-10; 0,5; № 814-53; № 45151, № 45064; 300/5
55	активная отдача	ПС 14; яч. 17 ООО «Технология»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142463
56	реактивная отдача		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 4726; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 2230, № 1601; 300/5
57	активная отдача	ПС 20 «Соц. город»; яч. 3 «Т-1»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127491
58	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 4324; 6000/100 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 504, № 48555; 1000/5
59	активная отдача	ПС 20 «Соц. город»; яч. 15 «Т-2»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127490
60	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 430; 6000/100 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 46074, № 48912; 1000/5
61	активная отдача	ПС 4; яч. 4 «СДСРУ»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127474
62	реактивная отдача		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № УБВ; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 1266, № 0569; 100/5
63	активная отдача	ПС 67; ф. 5 ЗАО «МГМ»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142466
64	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 5256; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 29793, № 68881; 100/5
65	активная отдача	ПС 67; ф. 6 ОАО «Энергосистемы»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142464
66	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 1721; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 6035, № 0144; 100/5
67	активная отдача	ПС 67; ф. 7 ОАО «Энергосистемы»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142455
68	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 5256; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 68884, № 68817; 100/5
61	активная отдача	ПС 4; яч. 4 «СДСРУ»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127474
62	реактивная отдача		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № УБВ; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 1266, № 0569; 100/5

Продолжение таблицы

1	2	3	4
61	активная отдача	ПС 4; яч. 4 «СДСРУ»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127474 HTMI-6-66; 0,5; № 2611-70; № УБВ; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 1266, № 0569; 100/5
62	реактивная отдача		
63	активная отдача	ПС 67; ф. 5 ЗАО «МГМ»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142466 HTMI-6; 0,5; № 380-49; № 5256; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 29793, № 68881; 100/5
64	реактивная отдача		
65	активная отдача	ПС 67; ф. 6 ОАО «Энергосистемы»	EA05RL-P1-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142464 HTMI-6; 0,5; № 380-49; № 1721; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 6035, № 0144; 100/5
66	реактивная отдача		
67	активная отдача	ПС 67; ф. 7 ОАО «Энергосистемы»	EA05RL-P1-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142455 HTMI-6; 0,5; № 380-49; № 5256; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 68884, № 68817; 100/5
68	реактивная отдача		
69	активная отдача	ПС «Огнеупор РУ-6 кВ; ф. № 28 ООО «Фортуна»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142467 HTMI-6; 0,5; № 380-49; № 824; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 40417, № 9734; 150/5
70	реактивная отдача		
71	активная отдача	ПС «Огнеупор РУ-6 кВ; ф. № 64 ООО «Уралтрансгаз» Красногорское ЛПУ МГ	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142459 HTMI-6; 0,5; № 380-49; № 329; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 17, № 40363; 150/5
72	реактивная отдача		
73	активная отдача	ПС «Каменка»; ф. 31 ЗАО «Саткинское АТП»	EA05RL-B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142456 HTMI-6; 0,5; № 380-49; № 900; 6000/100 ТПФМ-10 (ТПФМ); 0,5; № 814-53; № 42433, № 41442; 150/5
74	реактивная отдача		
75	активная отдача	ПС 10; ф. № 1 ООО «Нерудпром»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142465 HTMI-6-66; 0,5; № 2611-70; № 12234; 6000/100 ТПФМ-10; 0,5; № 814-53; № 59649, № 59654; 150/5
76	реактивная отдача		
77	активная отдача	ПС 10; ф. № 14	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142468 HTMI-6; 0,5; № 380-49; № 3796; 6000/100 ТПФМ-10; 0,5; № 814-53; № 77219, № 182322; 200/5
78	реактивная отдача		
79	активная отдача	ПС 84 ЗРУ 6 кВ; ф. № 1 ОАО «Профит- Коммерс»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142458 HTMI-6-66; 0,5; № 2611-70; № 4036; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 8648, № 8542; 150/5
80	реактивная отдача		
81	активная отдача	ПС 84 ЗРУ 6 кВ; ф. № 2 ОАО «Энергосистемы», ООО «Андис»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142470 HTMI-6-66; 0,5; № 2611-70; № 4036; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 6097, № 65765; 75/5
82	реактивная отдача		



Продолжение таблицы

1	2	3	4
83	активная отдача	ПС 6 ЗРУ 6 кВ; ф. № 26 ООО «Уралщепень»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142461
84	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 9497; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 0577, № 8020; 150/5
85	активная отдача	ПС 101; ф. № 1 ООО ЗЖБИ «Рефорс»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142471
86	реактивная отдача		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № ПТХВА; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 4226, № 4827; 150/5
87	активная отдача	ПС 101; ф. № 17 ООО ЗЖБИ «Рефорс»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142460
88	реактивная отдача		НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 2846; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; № 2508, № 5457; 150/5
89	активная отдача	ПС Шахтная; ф. 20 ООО «Нерудпром»	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142477
90	реактивная отдача		НАМИ-10; 0,5; № 11094-87; № 5959; 6000/100 ТОЛ 10 (ТОЛ-10); 0,5; № 7069-02; № 19406А, № 2513А; 200/5
91	активная отдача	ПС Шахтная; ф. 40 Ввод № 1 на ПС 21	EA05RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142478
92	реактивная отдача		НАМИ-10; 0,5; № 11094-87; № 1097; 6000/100 ТОЛ 10 (ТОЛ-10); 0,5; № 7069-02; № 40389, № 25862; 200/5
93	активная отдача	ПС 61; 0,4 кВ Т-1	EA05RL-P4B-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142484
94	реактивная отдача		Прямое включение Т-0,66УЗ (Т-0,66); 0,5; № 6891-84; № 01689, № 46870, № 01657; 400/5
95	активная отдача	ПС 61; 0,4 кВ Т-2	EA05RL-P4B-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142482
96	реактивная отдача		Прямое включение Т-0,66УЗ (Т-0,66); 0,5; № 6891-84; № 70045, № 87830, № 29832; 400/5
97	активная отдача	ПС Гидроотвал	EA10RL-P1B-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01127493
98	реактивная отдача		НТМИ-6; 0,5; № 380-49; № 0241; 6000/100 ТПЛ-10; 0,5; № 1276-59; б/н; 300/5
99	активная отдача	ПС 500 кВ «Приваловская»; ТСН-5	EA05RL-P2B-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142481
100	реактивная отдача		Прямое включение ТШ (ТШ-40); 0,5; № 1407-60; № 83285, № 05072, № 48416; 1500/5
101	активная отдача	ПС 500 кВ «Приваловская»; ТСН-4	EA05RL-P2B-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01142485
102	реактивная отдача		Прямое включение ТШ (ТШ-40); 0,5; № 1407-60; № 50168, № 53148, № 53238; 1500/5

Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ООО «МАГ-Энерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА 50 000 ч;
- средний срок службы счетчика электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА 30 лет;
- срок службы УСПД не менее 30 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале события счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
  - журнал УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;
  - защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

## **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

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

## **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на АИИС КУЭ. В комплект входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 54-263-2006.

## **ПОВЕРКА**

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ООО «МАГ-Энерго». Методика поверки МП 54-263-2006», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в октябре 2007г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки»;
- радиоприемник сигналов точного времени УКВ диапазона по ГОСТ 5651;
- переносной компьютер «NoteBook», с установленным комплектом программных средств, и устройство сопряжения оптическое.

Межповерочный интервал 4 года.

## **НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ**

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ООО «МАГ-Энерго». Техническое задание.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Тип системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной ООО «МАГ-Энерго» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен в эксплуатации.

## **ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

ЗАО «Энергопромышленная компания»

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Телефон: (343) 251 19 96

## **ЗАЯВИТЕЛЬ**

ООО «МАГ-Энерго»

Адрес: 456910, г. Сатка, Челябинская обл., ул. Солнечная, 34

Телефон: (35161) 950 55

Директор Саткинского филиала  
ООО «МАГ-Энерго»



Чумаченко С. И.