

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему, которая состоит из измерительно-информационных комплексов (ИИК), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и системы обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИИК и ИВК;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерений и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача участникам ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны участников ОРЭ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);
- синхронизация времени в автоматическом режиме элементов ИИК и ИВК с помощью СОЕВ;
- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

Состав ИИК АИИС КУЭ, характеристики средств измерений (СИ), входящих в состав ИИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ федерального информационного фонда (ФИФ) по обеспечению единства измерений (ОЕИ)) приведены в таблице 1.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включают в себя измерительные трансформаторы напряжения и тока, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по каждому присоединению (измерительному каналу).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, рабочие станции (АРМ), технические средства организации каналов связи, программное обеспечение.

Таблица 1 – Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)		
		ТТ	ТН	СЧ
1	2	3	4	5
1	ПС Скачки-1, ТСН-61 6 кВ	Т-0,66 (3 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ=0,2S/0,5 36697-08
2	ПС Скачки-1, Т-61 6 кВ	ТЛО-10 (3 шт) Ктт=1000/5 КТ=0,5 25433-03	НТМИ-6 (1 шт) Ктн=6000/100 КТ=0,5 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
3	ПС Скачки-1, Т-62 6 кВ	ТЛО-10 (3 шт) Ктт=1500/5 КТ=0,5 25433-03	НТМИ-6 (1 шт) Ктн=6000/100 КТ=0,5 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
4	ПС Скачки-1, ВЛ-35 кВ Л-334	ТГМ-35 УХЛ1 (2 шт) Ктт=300/5 КТ=0,2 41967-09	НАМИ-35 УХЛ1 (1 шт) Ктн=35000/100 КТ=0,5 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
5	ПС Подкачка, отпайка ВЛ Л-318	ТФМ-35 П У1 (1 шт) ТФЗМ-35А-У1 (1 шт) Ктт=100/5 КТ=0,5 17552-98; 3690-73	ЗНОМ-35-65 (3 шт) Ктн=35000ЌВ/ 100ЌВ КТ=0,5 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
6	ПС ГНС-110/35/6, Т-61 (ФПГ)	ТПОЛ-10 (2 шт) Ктт=800/5 КТ=0,5 1261-02	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=6000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
7	ПС ГНС-110/35/6, Т-61	ТПОЛ-10 (3 шт) Ктт=1500/5 КТ=0,5 1261-02	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=6000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
8	ПС ГНС-110/35/6, Т-62	ТПОЛ-10 (3 шт) Ктт=1500/5 КТ=0,5 1261-02	НАМИТ-10 (1 шт) Ктн=6000/100 КТ=0,2 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
9	ПС Белая Ромашка-35, Л-302Б	ТОЛ-СЭЦ (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5S 51623-12	ЗНОЛ-СЭЦ-35-IV (3 шт) Ктн=35000/100 КТ=0,5 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
10	ПС Провал, Ф-115	ТВЛМ-10 (2 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 1856-63	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
11	ПС Провал, Ф-116	ТВЛМ-10 (2 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 1856-63	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
12	ПС Провал, Ф-105	ТВЛМ-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5 1856-63	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
13	ПС Провал, Ф-106	ТВЛМ-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5 1856-63	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
14	ПС Скачки-2, Т-61 6 кВ	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=1500/5 КТ=0,5 25433-03	НТМИ-6 (1 шт) Ктн=6000/100 КТ=0,5 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
15	ПС Скачки-2, Т-62 6 кВ	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=1500/5 КТ=0,5 25433-03	НТМИ-6 (1 шт) Ктн=6000/100 КТ=0,5 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
16	ПС Т-307, Л-301	ТОЛ-СЭЩ (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5S 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV (3 шт) Ктн=35000/100 КТ=0,5 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
17	ПС Лермонтовская, Т-101	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=1000/5 КТ=0,5 25433-03	НТМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
18	ПС Лермонтовская, Т-102	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=1000/5 КТ=0,5 25433-03	НТМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
19	ПС Бештаугорец, Ф-213	ТВЛМ-10 (2 шт) Ктт=75/5 КТ=0,5 1856-63	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
20	ПС Бештаугорец, Ф-215	ТПЛ-10 (2 шт) Ктт=150/5 КТ=0,5 2473-69	НТМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
21	ПС Белая Ромашка-110, Ф-5	ТЛМ-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5 2473-69	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
22	ПС Белая Ромашка-110, Ф-27	ТЛМ-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5 2473-69	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
23	ПС Белая Ромашка-110, Ф-135	ТЛМ-10 (2 шт) Ктт=300/5 КТ=0,5 2473-69	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
24	ПС Горячеводская, Ф-61	ТПЛ-10 (2 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 1276-59	НТМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
25	ПС Горячеводская, Ф-56	ТПЛ-10 (2 шт) Ктт=400/5 КТ=0,5 1276-59	НТМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
26	ПС Горячеводская, Ф-54	ТПЛМ-10 (2 шт) Ктт=400/5 КТ=0,5 2363-68	НТМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
27	ПС Горячеводская, Ф-60	ТПЛМ-10 (2 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 2363-68	НТМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
28	ПС Горячеводская, Ф-50	ТПОЛ-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5 1261-59	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
29	ПС Горячеводская, Ф-53	ТПЛ-10 (2 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 1276-59	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
30	ПС Горячеводская, Ф-57	ТПЛ-10-М (1 шт) ТПЛ-10с (1 шт) Ктт=400/5 КТ=0,5S; 0,5 22192-07; 29390-10	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
31	ПС Горячеводская, Ф-59	ТПЛМ-10 (2 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 2363-68	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
32	ПС Горячеводская, Ф-51	ТПЛМ-10 (2 шт) Ктт=400/5 КТ=0,5 2363-68	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
33	ПС Горячеводская, Ф-52	ТЛП-10-5 (2 шт) Ктт=200/5 КТ=0,5 30709-11	НАМИ-10 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,2 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
34	ПС Машук-330, Ф-333	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=300/5 КТ=0,5S 25433-03	НАМИ-10-95УХЛ2 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
35	ПС Машук-330, Ф-338	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5S 25433-03	НАМИ-10-95УХЛ2 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
36	ПС Машук-330, Ф-335	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5S 25433-03	НАМИ-10-95УХЛ2 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
37	ПС Машук-330, Ф-334	ТЛО-10 (2 шт) Ктт=100/5 КТ=0,5S 25433-03	НАМИ-10-95УХЛ2 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
38	ПС Машук-330, Ф-104	ТОЛ-СЭЩ-10 (2 шт) Ктт=300/5 КТ=0,5 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
39	ПС Машук-330, Ф-342	ТОЛ-СЭЩ-10 (2 шт) Ктт=600/5 КТ=0,5 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 (1 шт) Ктн=10000/100 КТ=0,5 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 36697-08
40	ПС Машук-330, Л-300	В качестве ИИК по данным присоединениям используются соответствующие ИИК из Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга № 53870-13		
41	ПС Машук-330, Л-307			

АИИС КУЭ ОАО «Пятигорские электрические сети» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на основе радиосервера точного времени РСТВ-01-01 (№40586-12 в реестре СИ ФИФ ОЕИ), установленного на 2-м уровне – уровне ИВК. Синхронизация часов счетчиков происходит со стороны сервера один раз в сутки при условии превышения допустимого значения рассогласования равного ± 2 с и более. Синхронизация часов ИВК производится автоматически при обнаружении рассогласования с часами радиосервера точного времени.

Все действия по синхронизации часов отображаются и записываются в журнале событий на каждом уровне.

Принцип действия: первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электрической энергии. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков преобразуется из информационного потока RS-485 в Ethernet и поступает на второй уровень АИИС КУЭ по волоконно-оптическим линиям связи. Сервер баз данных в составе ИВК автоматически проводит сбор результатов измерений и состояний средств измерений со счетчиков (один раз в 30 минут).

На втором уровне АИИС КУЭ происходит обработка, хранение, накопление, подготовка и передача данных с использованием средств электронной цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Северокавказского РДУ.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблицах 2-7.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программа-планировщик опроса и передачи данных
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.13.0.0
Цифровой идентификатор ПО	101c059a8cd564abdb880ddb18ffbbbc
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrserver.exe

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер опроса счетчиков и УСПД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.12.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ff7b8d71fb6256eb83f752eb88155881
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrc.exe

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль выполнения автоматических расчетов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	7b87fe18439e488158f57141ee1563d0
Другие идентификационные данные (если имеются)	billsrv.exe

Таблица 5 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер работы с БД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.13.0.0
Цифровой идентификатор ПО	39c3cefbdbb1f5a47082b8a947bdea76
Другие идентификационные данные (если имеются)	cdbora2.dll

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека шифрования пароля счетчиков
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Другие идентификационные данные (если имеются)	Encryptdll.dll

Таблица 7 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека сообщений планировщика опросов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Другие идентификационные данные (если имеются)	alphamess.dll

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 8-9, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 8-9.

Таблица 8 – Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 1,7$	$\pm 5,3$	$\pm 1,8$	$\pm 5,4$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 0,6$	$\pm 1,8$	$\pm 0,9$	$\pm 2,0$
2, 3, 5, 8, 14, 15, 17, 18, 20, 24-27, 38, 39 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 1,8$	$\pm 5,5$	$\pm 1,9$	$\pm 5,5$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 0,9$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 2,3$
4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 1,1$	$\pm 2,4$	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 0,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$
6, 7, 10-13, 19, 21-23, 28-33 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 1,8$	$\pm 5,4$	$\pm 1,9$	$\pm 5,4$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 0,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,0$	$\pm 2,1$
9, 16, 34-37 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I = 0,02 \cdot I_n$	$\pm 1,9$	$\pm 5,5$	$\pm 2,0$	$\pm 5,5$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 0,9$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 2,3$
40, 41 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I = 0,05 \cdot I_n$	Не нормируется		$\pm 1,9$	$\pm 4,9$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	Не нормируется		$\pm 0,9$	$\pm 2,3$

Таблица 9 – Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\sin j = 0,87$	$\sin j = 0,6$	$\sin j = 0,87$	$\sin j = 0,6$
1 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	$I = 0,05 \cdot I_n$	±2,5	±4,3	±2,8	±4,6
	$I = 1,0 \cdot I_n$	±1,0	±1,6	±1,7	±2,1
2, 3, 5, 8, 14, 15, 17, 18, 20, 24-27, 38, 39 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I = 0,05 \cdot I_n$	±2,6	±4,5	±2,9	±4,7
	$I = 1,0 \cdot I_n$	±1,3	±1,9	±1,8	±2,4
4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I = 0,05 \cdot I_n$	±1,5	±2,1	±2,0	±2,6
	$I = 1,0 \cdot I_n$	±1,0	±1,4	±1,7	±2,0
6, 7, 10-13, 19, 21-23, 28-33 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I = 0,05 \cdot I_n$	±2,5	±4,4	±2,8	±4,6
	$I = 1,0 \cdot I_n$	±1,1	±1,7	±1,7	±2,2
9, 16, 34-37 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I = 0,02 \cdot I_n$	±2,7	±4,5	±3,1	±4,7
	$I = 1,0 \cdot I_n$	±1,3	±1,9	±1,8	±2,4
40, 41 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I = 0,05 \cdot I_n$	Не нормируется		±2,2*	±3,0**
	$I = 1,0 \cdot I_n$	Не нормируется		±2,6*	±2,0**

Примечания:
* Границы допускаемой относительной погрешности рассчитаны для значений $\sin j = 0,8$.
**Границы допускаемой относительной погрешности рассчитаны для значений $\sin j = 0,5$.

Нормальные условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха, °С от 21 до 25;
- относительная влажность воздуха, % от 65 до 75;
- атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.) от 84 до 106;
- напряжение питающей сети переменного тока, В от 215,6 до 224,4;
- частота питающей сети переменного тока, Гц от 49,5 до 50,5;
- индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,05.

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока, В от 198 до 242;
- частота питающей сети, Гц от 49,5 до 50,5;
- температура (для ТН и ТТ), °С от минус 30 до 40;
- температура (для счетчиков) от 5 до 35;
- температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С от 10 до 35;
- индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл от 0 до 0,5.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ ОАО «Пятигорские электрические сети» входят технические средства, программное обеспечение и документация, представленные в таблицах 10, 11 и 12 соответственно.

Таблица 10 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
2	Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	38
3	Трансформатор тока	Т-0,66	3
4	Трансформатор тока	ТПЛ-10с	1
5	Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	1
6	Трансформатор тока	ТПЛ-10-5	2
7	Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	8
8	Трансформатор тока	ТЛО-10	22
9	Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	1
10	Трансформатор тока	ТФМ-35 II У1	1
11	Трансформатор тока	ТПОЛ-10	10
12	Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	10
13	Трансформатор тока	ТЛМ-10	6
14	Трансформатор тока	ТПЛМ-10	8
15	Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	4
16	Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
17	Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	2
18	Трансформатор тока	НАМИ-10	7
19	Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
20	Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
21	Трансформатор напряжения	НТМИ-10	4
22	Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4
23	Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
24	Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
25	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV	6
26	Коробка испытательная	КИ У3	39
27	Выключатель автоматический	АП50Б-3М	22
28	Асинхронный сервер	Nport 5232	24
29	Ethernet коммутатор	EDS-205	12
30	Медиаконвертер	DMC-920T	24
31	Коммутатор	DES-1008DD	12
32	Сервер	HP Proliant DL380pG8	1
33	Источник бесперебойного питания	Smart UPS 1500	1
34	Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1

Таблица 11 – Программное обеспечение

№	Наименование	Кол-во
1	ПО «АльфаЦЕНТР РЕ 100»	1

Таблица 12 – Документация

№	Наименование	Кол-во
1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пятигорские электрические сети». Техническое задание. РДБМ.422231.004.00-ТЗ	1
2	Модернизация АИИС КУЭ ОАО «Пятигорские электрические сети». Технорабочий проект. РДБМ.422231.004.00	1
3	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети». Инструкция по эксплуатации. РДБМ.422231.004.00-ИЭ	1
4	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети». Паспорт-формуляр. РДБМ.422231.004.00-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63626-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 25 января 2016 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2\%$ (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0\%$ (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0\%$ (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3\%$ (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Донская ЭнергоСтроительная Компания»
(ООО «ДЭСК»)

Юридический адрес: 344082, г. Ростов-на-Дону, ул. Максима Горького, д. 11/43

Фактический адрес: 344082, г. Ростов-на-Дону, ул. Максима Горького, д. 11/43

Тел. (863) 295-99-55 Факс (863) 300-90-33

ИНН 6164251678

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Web-site: www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2016 г.