

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии оптового рынка электроэнергии подстанций «Ростовэнерго» (АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии оптового рынка электроэнергии подстанций «Ростовэнерго» (АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО «МРСК-Юга» - «Ростовэнерго»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и 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;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств далее АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго»;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (45 точек измерений).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД), устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, устройство синхронизации системного времени, каналообразующую аппаратуру автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на сервер БД.

В сервере БД выполняются вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, а также дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через основной или резервные каналы связи.

АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов спутникового времени, таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Время УССВ синхронизировано со временем УСПД, коррекция времени УСПД происходит 1 раз в 10 мин. допустимое рассогласование времени УСПД от времени УССВ ± 1 с. Коррекция времени сервера по времени УСПД происходит при каждом сеансе связи 1 раз в 30 мин. Сличение времени счетчиков со временем УСПД происходит каждые 6 часов, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД более ± 2 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» используется ИВК «АльфаЦЕНТР», а именно ПО «АльфаЦЕНТР», регистрационный № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ИВК «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Уровень защиты программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго», от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа –планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe) Amrserver.exe	3.19.0.0	1edc36b87cd0c1415a6e2e5118520e65	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe		aa293e52b2c8da6d688ae58a4a8c750d	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe		2ada31a8dee0d87b70becaa269e9f4d2	
	драйвер работы с БД Cdbora2.dll		32f0d6904c39f9f48936d1bb9822ec83	
	библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	
	Диспетчер заданий (каталог C:\alphacenter\ACTaskManager\Bin) ACTaskManager.exe	2.1.2621.23038	93cbd266a1bfcc119090e00786c9a752	
	библиотека для формирования макетов XML (каталог C:\alphacenter\ACTaskManager\Modules\XML) Center.Modules.XML.dll	2.7.1.0	c7017a286c8dbd5805820eb05d4509e4	
	программа для просмотра XML-макетов XMLViewer.exe	2.5.2907.29098	5f99d74e794936588d6784787a8cbe8e	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/10 кВ "Б-11"								
1	2 Секция шин 110 кВ ВЛ-110кВ «Чернышково»	ТФНД-110 600/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0	± 2,9
2	ОСШ 110кВ ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110 600/5 Кл.т 0,5		A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5			± 2,6	± 4,5
3	Секция I, 10 кВ Ячейка 3, ВЛ10кВ Элеватор -1	ТОЛ-10 100/5 Кл.т 0,5	НОМ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5		Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0	± 3,0
4	Секция II, 10 кВ Ячейка 30, ВЛ10кВ Элеватор -2	ТОЛ-10 100/5 Кл.т 0,5	НОМ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5			± 2,6	± 4,7
Ввод 110 кВ Т-1 ПС 110/35/10 кВ Обливская ПТФ								
5	1 секция шин 110кВ ввод 110 кВ Т-1	ТВИ-110 600/5 Кл.т 0,2S	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 0,8	± 1,6
6	2 секция шин 110кВ ввод 110 кВ Т-2	ТВИ-110 600/5 Кл.т 0,2S	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RL Кл.т. 0,2S/0,5			± 1,7	± 2,9
ВЛ 110 кВ Центральная ПС 110/35/10кВ «Гундоровская»								
7	1 СШ 110кВ ВЛ 110кВ Центральная	ТВИ-110 1000/5 Кл.т 0,2S	НКФ-110 110000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная реак- тивная	± 0,8 ± 1,7	± 1,6 ± 2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ 35кВ Артемовская ПС 110/35/10 кВ Обливская -1								
8	Секция шин 35 кВ ВЛ-35кВ Артемовская	ТФН-35М 50/5 КЛ.Т 0,5	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КЛ.Т 0,5	A1802 RL КЛ.Т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 3,0 ± 4,7
9	Секция шин 10 кВ Ячейка 5, ВЛ-10кВ №5 с-з «Терновой»	ТПЛ-10 50/5 КЛ.Т 0,5	НТМИ-10 10000/100 КЛ.Т 0,5	A1802 RL КЛ.Т. 0,2S/0,5				
10	Секция шин 10 кВ Ячейка 2 ввод-10кВ Т- 1	ТПЛ-10 400/5 КЛ.Т 0,5		A1802 RL КЛ.Т. 0,2S/0,5				
11	ТСН - 1	Т-0,66 200/5 КЛ.Т 0,5	-	A1802 RL КЛ.Т. 0,2S/0,5		Ак- тивная реак- тивная	± 0,8 ± 2,1	± 2,9 ± 4,6
ПС 35/10 кВ "Обливская-2"								
12	ВЛ-35 кВ "Обливская-2 - Суровикино"	ТОЛ-35 100/5 КЛ.Т 0,5	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КЛ.Т 0,5	A1802 RAL КЛ.Т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 3,0 ± 4,7
ВЛ 35кВ Обливская - 2 ПС 110/35/10 кВ Советская – 2								
13	Секция шин 35кВ ВЛ 35кВ Обливская - 2	ТФЗМ-35 50/5 КЛ.Т 0,5	ЗНОМ-35 35000/√3/100/√3 КЛ.Т 0,5	A1802 RAL КЛ.Т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 3,0 ± 4,7
ПС 110/35/10 кВ "Б-3"								
14	ВЛ-110 кВ "Б-10 1ц."	ТВИ-110 1000/5 КЛ.Т 0,2S	НКФ-110 110000/√3/100/√3 КЛ.Т 0,5	A1802 RALQ КЛ.Т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 0,8 ± 1,7	± 1,6 ± 3,6
15	ВЛ-110 кВ "Б-10 2ц."	ТВИ-110 1000/5 КЛ.Т 0,2S	НКФ-110 110000/√3/100/√3 КЛ.Т 0,5	A1802 RALQ КЛ.Т. 0,2S/0,5				
ПС 110/35/10 кВ "Шебалинская"								
16	ВЛ-110 кВ "Котельниково"	TG 145N 300/5 КЛ.Т 0,5S	НКФ-110 110000/√3/100/√3 КЛ.Т 0,5	A1802 RAL КЛ.Т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 3,0 ± 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/10 кВ "Б. Ремонтное"								
17	Ввод-10 кВ Т-1	ТЛМ-10 600/5 Кл.т 0,5	НТМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0	± 3,0
18	Ввод-10 кВ Т-2	ТЛМ-10 200/5 Кл.т 0,5		A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5			± 2,6	± 4,7
ПС 110/35/10 Ремонтненская								
19	ВЛ-110 кВ "Элиста За- падная"	ТФНД- 110М 300/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0	± 3,0
							± 2,6	± 4,6
ПС 110/10 кВ "Богородская"								
20	Ввод-10 кВ Т-1	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0	± 3,0
							± 2,6	± 4,8
ПС 35/10 кВ "Первомайская"								
21	ВЛ-35 кВ "Во- робьевская"	ТФЗМ-35 100/5 Кл.т 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0	± 3,0
							± 2,6	± 4,8
ПС 35/10 кВ "Кр. Партизан"								
22	ВЛ-35 кВ "40 лет ВЛКСМ"	ТОЛ-35 100/5 Кл.т 0,2S	ЗНОМ-35 35000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 0,8	± 1,7
							± 1,7	± 3,8
23	ВЛ-10 кВ "40 лет ВЛКСМ"	ТОЛ-СЭЩ- 10 50/5 Кл.т 0,5	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Ак- тивная , реак- тивная	± 1,0	± 3,0
							± 2,6	± 4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/10 кВ "Заветинская"								
24	ВЛ-110 кВ "Советская"	ТФЗМ-110Б 300/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив- ная, реак- тивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
ПС 110/10 кВ "Вербовая"								
25	Ввод-10 кВ Т- 1	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив- ная, реак- тивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
ПС 110/10 кВ "Жуковская"								
26	ВЛ-110 кВ "Котельнико- во"	ТФЗМ-110Б 300/5 Кл.т 0,5	НКФ-110-83 110000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив- ная,	$\pm 1,0$	$\pm 2,9$
27	ВЛ-110 кВ ОВ	ТФНД-110 300/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5		реак- тивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,5$
ПС 110/35/10 кВ "Малая Лучка"								
28	Ввод-10 кВ Т- 1	ТЛМ-10-2 300/5 Кл.т 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив- ная, реак- тивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
ОАО «МРСК Юга»-«Волгоградэнерго», ПО СЭС ПС110/35/10кВ «Калининская»								
29	ОПУ, панель № 44, ВЛ-110 «Серафимови- чи»	ТФНД-110 300/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив- ная,	$\pm 1,0$	$\pm 2,9$
30	ОПУ, панель № 44, СМВ- 110кВ	ТФНД-110 300/5 Кл.т 0,5		A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5		реак- тивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,5$
ООО «ДОНЭНЕРГОСБЫТ» ПО СЭС ПС «Базковская»								
31	СШ-10- 1С, Ячейка ВЛ- 10кВ № 2, Элеватор	ТПЛ-10-М 100/5 Кл.т 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив- ная,	$\pm 1,0$	$\pm 3,0$
32	СШ-10- 1С, Ячейка ВЛ- 10кВ № 4, Элеватор	ТЛМ-10 75/5 Кл.т 0,5		A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5		реак- тивная	$\pm 2,6$	$\pm 5,0$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОАО «МРСК Юга» «Ростовэнерго» ПО ЮВЭС п.с.(35/10кВ) Чапаевская								
33	Секция I, ВЛ-35кВ «ЯшалтаI»	ТФН-35М 150/5 Кл.т 0,5	НАМИ-35УХЛ1 35000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив-ная, реак-тивная	± 1,0 ± 2,6	± 3,0 ± 4,7
ОАО «МРСК Юга» «Ростовэнерго» ПО ЮВЭС п.с.(110/35/10кВ) Сандатовская								
34	Секция I, ВЛ-110кВ «Виноградная» ОПУ панель №1	ТФНД-110М 300/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив-ная, реак-тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,9 ± 4,5
35	Секция I, ВЛ-35кВ «Городовиковская» ОПУ панель №1	ТФН-35 100/5 Кл.т 0,5	ЗНОМ-35-72 35000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5				
ОАО «МРСК Юга» «Ростовэнерго» ПО ЮВЭС п.с.(110/35/10кВ)Пролетарская								
36	Секция I, ВЛ-110кВ «Двойная тяговая» ОПУ панель №24	ТФЗМ-110Б 300/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив-ная, реак-тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,9 ± 4,5
ПС 110/35/6 кВ "А-1"								
37	ВЛ-6 кВ ф. №109	ТПФ 400/5 Кл.т 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т 0,5 НАЛИ-СЭЩ-6 6000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив-ная, реак-тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,9 ± 4,5
38	ВЛ-6 кВ ф. №128	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5				
ПС 110/35/10 кВ "Юбилейная"								
39	ВЛ-110 кВ "Степная"	ТФЗМ-110 600/5 Кл.т 0,5	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив-ная, реак-тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,9 ± 4,5
40	ОСВ-110 кВ	ТВИ-110 600/5 Кл.т 0,2S	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5			± 0,8 ± 1,7	± 1,6 ± 2,9

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОАО «Русэнергоресурс» Н-9 (110/35/6кВ)								
41	Секция I, Ячейка 4, Фи- дер НПС-3	ТОЛ-10 600/5 Кл.т 0,5	НТМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Актив- ная, реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,9 ± 4,5
42	Секция II, Ячейка 5, Фи- дер Нефтепро- вод Юг	ТВЛМ-10 100/5 Кл.т 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5				
43	Секция I, Ячейка 9, Фи- дер НПС-5	ТОЛ-10У 800/5 Кл.т 0,5	НТМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5				
44	Секция II, Ячейка 14, Фидер НПС-6	ТОЛ-10У 800/5 Кл.т 0,5	НТМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5				
45	Секция II, Ячейка 16, Фидер НПС-4	ТОЛ-10 400/5 Кл.т 0,5	НТМИ-10 10000/100 Кл.т 0,5	A1802 RAL Кл.т. 0,2S/0,5				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений 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) Уном; ток (1 - 1,2) Iном, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,05 - 1,2) Iном для точек измерений № 1 - 4, 8 - 13, 17 - 21, 23 - 39, 41 - 45; ток (0,02 - 1,2) Iном для точек измерений № 5 - 7, 14 - 16, 40;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 65 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С; и сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05$ Iном $\cos\varphi = 0,8$ инд. для точек измерений № 1 - 4, 8 - 13, 17 - 21, 23 - 45, $I=0,02$ Iном $\cos\varphi = 0,8$ инд. № 5 - 7, 14 - 16 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии
 - 20 ± 5 °С для точек измерений № 1, 2, 5 - 7, 14, 15, 39 - 45,
 - от минус 10 до плюс 30 °С для точек измерений № 3, 4, 13;
 - от 10 до 30 °С для точек измерений № 16, 26, 27, 29, 30, 34 - 36;
 - от минус 10 до плюс 40 °С для точек измерений № 8 - 12, 17, 18, 33, 37, 38;
 - от 5 до 25 °С для точки измерений № 19;
 - от минус 15 до плюс 40 °С для точек измерений № 20 - 25, 28;
 - от минус 30 до плюс 40 °С для точек измерений № 31, 32;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии Альфа А1800 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме изме-

рения активной электроэнергии ГОСТ Р 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» как его неотъемлемая часть.

8. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (t_v) не более 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (t_v) не более 2ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 30000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (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);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 117 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии за месяц по каждому каналу - 45 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго» определяется в паспорт-формуляре № 18/08-09.АСУ.ФО.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии оптового рынка электроэнергии подстанций «Ростовэнерго» (АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго»). Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 49728-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии оптового рынка электроэнергии подстанций «Ростовэнерго» (АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» марта 2012г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчики Альфа А1800 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки». (МП-2203-0042-2006);
- УСПД RTU - 325 – по методике поверки «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки» ДЯИМ.466.453.005МП.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии оптового рынка электроэнергии подстанций «Ростовэнерго» (АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго») № 18/08-09.АСУ.ФО

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии оптового рынка электроэнергии подстанций «Ростовэнерго» (АИИС КУЭ ОРЭ ПС «Ростовэнерго»)

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Филиал ОАО «МРСК-Юга» - «Ростовэнерго»

Юридический адрес: 344002, г. Ростов-на-Дону, ул. Б. Садовая, 49

тел./факс (863) 240 20 05, (863) 299-98-87

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

«_____» _____ 2012 г.