

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ярославской области (ГТП Селифонтово)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ярославской области (ГТП Селифонтово) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, выполненная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05) (для ИИК 9 - 14 функции ИВКЭ выполняет ИВК), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора данных (ССД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт», автоматизированное рабочее место (АРМ), УССВ УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИС КУЭ (синхронизация часов АИС КУЭ);

**Принцип действия:**

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

На ПС 35/10 кВ Селифонтово установлен УСПД СИКОН С70, который раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивает счетчики, также в нем осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчиках коэффициенты трансформации выбраны равные единице, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

ССД, устанавливаемый в ЦСОИ регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», с периодичностью один раз в 24 часа по GSM-каналу опрашивает УСПД СИКОН С70, а также счетчики на ПС, не оборудованных УСПД, и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности, в автоматическом режиме один раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ, установленные в ЦСОИ ОАО «Оборонэнергосбыт», считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени УСВ-2, УСПД, ССД регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и счетчиков. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УСВ-2 входят GPS-приемники, что обеспечивает ход часов УСВ-2 не более ±0,35 с/сут.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется

один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и СБД ОАО «Оборонэнергосбыт».

Сравнение показаний часов УСВ-2 и ССД регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и сервера регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и ССД регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт».

Сравнение показаний часов УСПД и ССД осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСПД и ССД осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и ССД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 - 8 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1 - 8 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 9 - 14 и ССД регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в сутки, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» на величину более чем ± 1 с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Пирамида 2000»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 8	58a40087ad0713aaa6 668df25428eff7	MD5
	драйвер кэширования ввода данных	cachect.dll		7542c987fb7603c985 3c9alll0f6009d	
	драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ	Re-gEvSet4tm.dll		3f0d215fc6l7e3d889 8099991c59d967	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров	caches 1.dll		b436dfc978711f46db 31bdb33f88e2bb	
		cacheS10.dll		6802cbdeda81efea2b 17145ffl22ef0O	
		sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908f c785cb45	
		sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc 075e73fDlb72118	
	драйвер работы с COM-портом	comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f94 5abc858f54aa	
	драйвер работы с БД	dbd.dll		fe05715defecc25e062 245268ea0916a	
	библиотеки доступа к серверу событий	ESClient_ex.dll		27c46d43bllca3920c f2434381239d5d	
		filemap.dll		C8b9bb71f9faf20774 64df5bbd2fc8e	
	библиотека проверки прав пользователя при входе	plogin.dll		40cl0e827a64895c32 7e018dl2f75181	

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК		
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №3	ТОЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1549; Госреестр № 7069-02 ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 70314; Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1403 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126429 Госреестр № 36697-08				активная реактивная
2	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №5	ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 74823; 74841; Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1403 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806125453 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 03906 Госреестр № 238822-05		активная реактивная	
3	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №7	ТОЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1545; Госреестр № 7069-02 ТОЛ-10-I кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 20517; Госреестр № 15128-07	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1403 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126266 Госреестр № 36697-08	HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1470F4M		активная реактивная	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №9	ТОЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1539; 1540; Госреестр № 7069-02	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1403 Госреестр № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126293 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
5	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №11	ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 70564; 56842; Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1403 Госреестр № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126316 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
6	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №4	ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 80239; Госреестр № 1856-63 ТОЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 18952; Госреестр № 7069-07	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 6443 Госреестр № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126245 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 03941 Госреестр № 28822-05		активная реактивная
7	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №6	ТОЛ-10-I кл. т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 3148; Госреестр № 15128-03 ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 50776; Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 6443 Госреестр № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126098 Госреестр № 36697-08	HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZ11470F4M		активная реактивная
8	ПС 35/10 кВ Селифонтово, РУ-10 кВ, ф. №10	ТОЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 32700; 1550; Госреестр № 7069-02	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 6443 Госреестр № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126309 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
9	ЗТПП 10/0,4 кВ "Насосная", РУ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ- ЗАРТ.07.132.1 кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 03000640 Госреестр № 36698-08			активная реактивная
10	КТП 10/0,4 кВ "Селифонтово-1", РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- ЗАРТ.07.132.1 кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 03000844 Госреестр № 36698-08			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	ЗТПП 10/0,4 кВ "Селифонтово-3", РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № T43957; T44071; T44178; Госреестр № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125310 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
12	ЗТПП 10/0,4 кВ "Селифонтово-3", РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № T44151; T44152; T44156; Госреестр № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125289 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
13	ЗТПП 10/0,4 кВ "Кормилицино-2", РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № L24221; L24223; L24230; Госреестр № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125332 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
14	ЗТПП 10/0,4 кВ "Кормилицино-2", РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № L24234; L24240; L24244; Госреестр № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606120218 Госреестр № 36355-07			активная реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %		
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1 - 8 (TT 0,5; TH 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	±5,7	±3,3	±2,7
11 - 14 (TT 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	±3,1	±2,0	±1,7
	0,7	±3,7	±2,3	±1,9
	0,5	±2,2	±1,6	±1,5
9, 10 (Счетчик 1,0)	1,0	±3,0	±2,8	±2,8
	0,9	±3,1	±2,8	±2,8
	0,8	±3,2	±2,8	±2,8
	0,7	±3,2	±2,9	±2,9
	0,5	±3,4	±3,0	±3,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	$\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации $\delta$ , %		
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1 - 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	$\pm 7,8$	$\pm 4,3$	$\pm 3,3$
	0,8	$\pm 5,2$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
	0,7	$\pm 4,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$
	0,5	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
11 - 14 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	0,9	$\pm 7,5$	$\pm 3,9$	$\pm 2,8$
	0,8	$\pm 4,9$	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$
	0,7	$\pm 4,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
9, 10 (Счетчик 2,0)	0,9	$\pm 4,8$	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$
	0,8	$\pm 4,4$	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$
	0,7	$\pm 4,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$
	0,5	$\pm 4,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Примечания:

- Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_2\%$ .
- Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °C.
- Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
  - сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °C;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
- Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-ЗАРТ.07 – среднее время наработки на отказ не менее 88000 часов;
- СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_b \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_b \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_b \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_b \leq 1$  час;
- для модема  $T_b \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии ПСЧ-ЗАРТ.07 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 60 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7
Трансформатор тока	ТОЛ-10-И	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	7
Трансформатор тока	ТТИ	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Электросчетчик	ПСЧ-ЗАРТ.07.132.1	2
Электросчетчик	ПСЧ-4ТМ.05М.04	4
УСПД	СИКОН С70	3
Контроллер	C-1.02	5
Сервер регионального отделения ОАО «Оборон-энергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	3
Сервер портов RS-232	Моха NPort 5410	1
GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	1
Сервер БД ОАО «Оборонэнергосбыт»	SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7)	2
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Методика поверки	МП 1558/550-2013	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.671.01 ПФ	1

### Проверка

осуществляется по документу МП 1558/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборон-энергосбыт» по Ярославской области (ГТП Селифонтово). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в марте 2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков электроэнергии ПСЧ-ЗАРТ.07 - по методике поверки ИЛГШ.411152.147 РЭ, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2008 г.;
- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°C, цена деления 1°C.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе:

- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ярославской области (ГТП Селифонтово)». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0208/2012-01.00324-2011 от 26.10.2012 года.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ярославской области (ГТП Селифонтово)**

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

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

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 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.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Мира, д.4а, офис № 3

Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

#### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» 2013 г.