

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Новолисино, Сосновый Бор-1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Новолисино, Сосновый Бор-1) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

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 10 - 23 функции ИВКЭ выполняет ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида» филиала ОАО «Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети», сервер ОАО «Ленэнерго», сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», а также основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт», автоматизированное рабочее место (АРМ), УССВ УСВ-1, УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), а также совокупность аппаратных, каналобразующих 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 АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС 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 соотносены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

На ПС ОАО «Ленэнерго» (ПС-724 «Ульяновка», ПС-725 «Новолисино», ПС-168 «Сосновый Бор-1») установлены УСПД СИКОН С70, которые один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики ИИК 1 – 9, также в них осуществляется вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчиках коэффициенты трансформации выбраны равными единице, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

ИВК «ИКМ-Пирамида», установленный в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) филиала ОАО «Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети», с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД СИКОН С70 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).

ИВК «ИКМ-Пирамида» производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности, и в автоматическом режиме, один раз в сутки, производит репликацию данных на сервер ОАО «Ленэнерго». Сервер ОАО «Ленэнерго» считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт».

Для ИИК 10-23 цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи и далее через контроллеры SDM TC65 по сети Интернет поступает на сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» (в случае если отсутствует TCP-соединение с контроллерами, сервер устанавливает CSD-соединение с SDM TC65 и считывает данные. Далее при помощи программного обеспечения (ПО) сервер осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные фи-

зические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на СБД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт» (основной канал) либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал).

СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы устройств синхронизации времени УСВ-1, УСВ-2, ИВК «ИКМ-Пирамида» филиала ОАО «Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети», сервера ОАО «Ленэнерго», сервера регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и счетчиков. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УСВ-1, УСВ-2 входят GPS-приемники, что обеспечивает ход часов УСВ-1, УСВ-2 не более $\pm 0,35$ 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 сервера 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 сервера регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт».

Сравнение показаний часов УСВ-1 и сервера ОАО «Ленэнерго» осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-1 и сервера ОАО «Ленэнерго» осуществляется один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-1 и сервера ОАО «Ленэнерго».

Сравнение показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» филиала ОАО «Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети» осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» филиала ОАО «Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети» осуществляется один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» филиала ОАО «Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети».

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-1 осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УСВ-1 осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-1 на величину более чем ± 500 мс.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 - 9 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 10 - 23 и сервера 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 - Идентификационные данные ПО

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	58a40087ad0713aaa6668df25428eff7	MD5
	драйвер кэширования ввода данных	cachect.dll		7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d	
	драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ	RegEvSet4tm.dll		3f0d215fc617e3d8898099991c59d967	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров	cache1.dll		b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb	
		cacheS10.dll		6802cbdeda81efea2b17145ff122ef00	
		sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	
		sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc075e73fD1b72118	
	драйвер работы с COM-портом	comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f945abc858f54aaf	
	драйвер работы с БД	dbd.dll		fe05715defeeca25e062245268ea0916a	
	библиотеки доступа к серверу событий	ESClient_ex.dll		27c46d43b1lca3920cf2434381239d5d	
		filemap.dll		C8b9bb71f9faf2077464df5bbd2fc8e	
	библиотека проверки прав пользователя при входе	plogin.dll		40c10e827a64895c327e018dl2f75181	

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-724 "Ульяновка" 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с. 6 кВ, ф.1	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт =100/5 Зав. № 02425; 02450 Госреестр № 9143-06	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн =6000/100 Зав. № 2420 Госреестр № 380-49	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160262 Госреестр № 31857-06	СИКОH C70 Зав. № 03906 Госреестр № 28822-05	-	активная реактивная
2	ПС-724 "Ульяновка" 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с. 6 кВ, ф.2	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт =100/5 Зав. № 02442 Госреестр № 9143-06 ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт =100/5 Зав. № 01744 Госреестр № 2473-05	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн =6000/100 Зав. № 2420 Госреестр № 380-49	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160501 Госреестр № 31857-06			активная реактивная
3	ПС-725 "Новолисино" 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с. 6 кВ, ф.1	ТПФМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 05175; 05161 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн =6000/100 Зав. № 0803 Госреестр № 18178-99	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160172 Госреестр № 31857-06	СИКОH C70 Зав. № 03941 Госреестр № 28822-05	-	активная реактивная
4	ПС-725 "Новолисино" 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с. 6 кВ, ф.2	ТПФМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 05076; 6509 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн =6000/100 Зав. № 0803 Госреестр № 18178-99	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160452 Госреестр № 31857-06			активная реактивная
5	ПС-725 "Новолисино" 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с. 6 кВ, ф.3	ТПФМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 04708; 04416 Госреестр № 814-53	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн =6000/100 Зав. № 273 Госреестр № 380-49	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160378 Госреестр № 31857-06			активная реактивная
6	ПС-725 "Новолисино" 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с. 6 кВ, ф.4	ТПФМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 6637; 25321 Госреестр № 814-53	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн =6000/100 Зав. № 273 Госреестр № 380-49	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 01160181 Госреестр № 31857-06			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	ПС-725 "Новолисино" 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с. 6 кВ, ф.5	ТПФМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 65429; 05124 Госреестр № 814-53	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн =6000/100 Зав. № 273 Госреестр № 380-49	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 01160493 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 03941 Госреестр № 28822-05	-	активная реактивная
8	ПС-168 "Сосновый Бор-1" 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 02	ТОЛ-10-1 кл. т 0,5 Ктт =400/5 Зав. № 5059; 2971 Госреестр № 15128-03	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн =10000/100 Зав. № 7375 Госреестр № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 01160553 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 03923 Госреестр № 28822-05		активная реактивная
9	ПС-168 "Сосновый Бор-1" 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 03	ТОЛ-10-1 кл. т 0,5 Ктт =400/5 Зав. № 5058; 4840 Госреестр № 15128-03	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн =10000/100 Зав. № 1074 Госреестр № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160208 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 03923 Госреестр № 28822-05		активная реактивная
10	ТП-13-3 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-4	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =1500/5 Зав. № 068629; 068640; 068641 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110500 Госреестр № 46634-11	-	HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZ11250FCD	активная реактивная
11	ТП-13-3 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-3	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =1500/5 Зав. № 068630; 068631; 068610 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110066 Госреестр № 46634-11	-		активная реактивная
12	ТП-13-3 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 3 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-5	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =600/5 Зав. № 283001; 283007; 283013 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110179 Госреестр № 46634-11	-		активная реактивная
13	ТП-13-3 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 4 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-6	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =600/5 Зав. № 282995; 282996; 283014 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110075 Госреестр № 46634-11	-		активная реактивная
14	ТП-13-4 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =2000/5 Зав. № 289707; 289708; 289709 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110166 Госреестр № 46634-11	-		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ТП-13-4 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =2000/5 Зав. № 289719; 289720; 289721 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1109111797 Госреестр № 46634-11	-	HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZ11250FCD	активная реактивная
16	ВРУ-0,4 кВ "Казарма", ввод от ТП-13-5 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =100/5 Зав. № 118859; 118860; 118861 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110145 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
17	ВРУ-0,4 кВ "ДГТ-1", ввод от ТП-13-5 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =100/5 Зав. № 151797; 151798; 151799 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110552 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
18	ВРУ-0,4 кВ "Камбуз", ввод-1 от ТП-13-5 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =200/5 Зав. № 258211; 258193; 258194 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110629 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
19	ВРУ-0,4 кВ "Камбуз", ввод-2 от ТП-13-5 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =200/5 Зав. № 258205; 258210; 258212 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110410 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
20	ВРУ-0,4 кВ "ДГТ-2", ввод- 1 от ТП-13-5 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =200/5 Зав. № 258190; 258204; 258207 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110395 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
21	ВРУ-0,4 кВ "ДГТ-2", ввод- 2 от ТП-13-5 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =200/5 Зав. № 258191; 258187; 258188 Госреестр № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. 1110110594 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
22	ВРУ-0,4 кВ "Ангар", ввод от ТП-13-5 10/0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.24.01 кл. т 1,0/2,0 Зав. 1110110577 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
23	ТП-13-5 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,22 кВ Наружное освещение	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 кл. т 1,0 Зав. 0908110866 Госреестр № 39617-09			активная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 9 (ТТ 0,5; ТН 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
10 - 21 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±1,9	±1,9
22, 23 (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
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,8	±4,3	±3,3
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,5
	0,7	-	±4,4	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
10 - 21 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	0,9	±8,2	±4,6	±3,0	±2,8
	0,8	±5,6	±3,3	±2,3	±2,2
	0,7	±4,8	±3,0	±2,1	±2,0
	0,5	±4,0	±2,5	±1,9	±1,8
22 (Счетчик 2,0)	0,9	-	±4,8	±2,7	±2,2
	0,8	-	±4,4	±2,6	±2,2
	0,7	-	±4,3	±2,5	±2,2
	0,5	-	±4,2	±2,5	±2,2

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. 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 $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. 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 °С.

5. 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 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. 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.

7. 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.05МК, СЭБ-1ТМ.02Д.02 – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- счетчик электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСВ-1, УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_{в} \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_{в} \leq 2$ часа;
- для сервера $T_{в} \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_{в} \leq 1$ час;
- для модема $T_{в} \leq 1$ 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.05МК, СЭБ-1ТМ.02Д.02 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии и Альфа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 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 АИ-ИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование 1	Тип 2	Кол. 3
Трансформатор тока	ТЛК-10	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТПФМ-10	10
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	4
Трансформатор тока	Т-0,66	36
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счётчик	А1805RALQ-P4GB-DW-4	9
Счётчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01	12
Счётчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.24.01	1
Счётчик	СЭБ-1ТМ.02Д.02	1
УСПД	СИКОН С70	3
Контроллер	SDM TC65	7
Контроллер	СИКОН TC65	3
Модем	Zyxel U336E	3
Модем	Zyxel U336RE	14
GSM модем	Siemens MC35i	7
GSM модем	Siemens TC65	3
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Коммутатор	D-Link DES-1005D	2
Сервер портов RS-232	Моха NPort 5410	1
Сервер портов RS-232	Моха NPort 5610	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Источник бесперебойного питания	Rittal DK 7857.403	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	3
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	4
Комплекс информационно-вычислительный	ИВК «ИКМ-Пирамида»	1
Сервер ОАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1
Сервер регионального отделения ОАО «Оборон-энергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	1
Сервер БД ОАО «Оборонэнергосбыт»	SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7)	1
Методика поверки	МП 1517/446-2013	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.160 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1517/446-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Новолисино, Сосновый Бор-1). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в феврале 2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК – по методике поверки, входящей в состав эксплуатационной документации, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.03.2011 г.;
- счетчиков электроэнергии Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- счетчиков электроэнергии СЭБ-1ТМ.02Д – по методике поверки ИЛГШ.411152.158 РЭ согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2009 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике 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-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – по документу «ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному «ФГУП ВНИИМС» в 2010 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°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе:

- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Новолисино).

- Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0105/2012-01.00324-2011 от 05.09.2012 года.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Сосновый Бор-1). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0178/2012-01.00324-2011 от 15.10.2012 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Новалисино, Сосновый Бор-1)

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.