

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Лужские городские электрические сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Лужские городские электрические сети (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 каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трёх 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), устройство синхронизации 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 серверы базы данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго», УССВ УСВ-1, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналаобразующих 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 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах кВт·ч.

На ПС-48 Луга, ПС-36 Южная и ПС-144 установлены УСПД СИКОН С70, которые один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики ИИК 1 – 10, 16 – 19, 22, 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.

Сервер ОАО «Ленэнерго» 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).

Сервер ОАО «ЛОЭСК» по радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных с использованием технологии GPRS или в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD опрашивает счетчики ИИК 11 – 15, 20, 21, 23 – 25 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. Далее сервер ОАО «ЛОЭСК» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Серверы ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК» в автоматическом режиме 1 раз в сутки формируют отчеты в формате XML (макет электронного документа 80020) и отправляют данные коммерческого учета на сервер ООО «РКС-энерго». Сервер ООО «РКС-энерго» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемых от серверов ОАО «ЛОЭСК», ОАО «Ленэнерго», на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер ООО «РКС-энерго» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УССВ, счетчиков, УСПД, серверов базы данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго». В качестве устройств синхронизации времени используются устройства УСВ-1, к которым подключены GPS-приемники. УСВ-1 осуществляют прием сигналов точного времени системы GPS-приемника один раз в сутки.

Сравнение показаний часов серверов базы данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов серверов базы данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов серверов базы данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-1 происходит один раз в 60 секунд. Синхронизация часов УСПД и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов УСПД и УСВ-1, т.е. УСПД входит в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливает время с УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 – 10, 16 – 19, 22 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1 – 10, 16 – 19, 22 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1 – 10, 16 – 19, 22 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 11 – 15, 20, 21, 23 – 25 и сервера ОАО «ЛОЭСК» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 11 – 15, 20, 21, 23 – 25 и сервера ОАО «ЛОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 11 – 15, 20, 21, 23 – 25 и сервера ОАО «ЛОЭСК» на величину более чем ± 2 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
1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-05, яч. 6	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40275-11; 40259-11; 40154-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2356110000008 Госреестр № 16687-07 НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000008 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09323175 Госреестр № 23345-07	СИКОН С70 Зав. № 02670 Госреестр № 28822-05	НР Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
2	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-13, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40153-11; 40278-11; 40351-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2356110000008 Госреестр № 16687-07 НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000008 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09314139 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-14, яч. 11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40273-11; 40263-11; 40037-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2356110000008 Госреестр № 16687-07 НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000008 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09323189 Госреестр № 23345-07	СИКОН С70 Зав. № 02670 Госреестр № 28822-05	НР Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
4	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-15, яч. 12	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40341-11; 40218-11; 40328-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2356110000008 Госреестр № 16687-07 НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000008 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09323190 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная
5	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-16, яч. 13	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40338-11; 40239-11; 40266-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2356110000008 Госреестр № 16687-07 НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000008 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09323167 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная
6	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-19, яч. 22	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40252-11 ; 40523-11; 40534-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000005 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 11108553 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная
7	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-22, яч. 29	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40344-11; 40601-11; 40525-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000005 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09314249 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная
8	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-23, яч. 31	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40542-11; 40379-11; 40385-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000005 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09314125 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-26, яч. 37	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40185-11; 40044-11; 40046-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000005 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09314197 Госреестр № 23345-07	СИКОН С70 Зав. № 02670 Госреестр № 28822-05	HP Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
10	ПС-48 Луга, КРУН-10 кВ, ф. 48-27, яч. 38	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40247-11; 40248-11; 40179-11; Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2723110000005 Госреестр № 16687-07	Меркурий 230 ART2-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09314170 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная
11	КРУН-2 РУ-10 кВ, ввод	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 1412; 1531; Госреестр № 22192-03	НОМ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 68052; 68053; Госреестр № 4947-75	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608090331 Госреестр № 36355-07	Активная Реактивная		
12	ТП-728 ввод 0,4 кВ тр-ра	Т-0,66 М кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 114373; 114388; 114351; Госреестр № 24541-03	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0303088118 Госреестр № 36355-07	Активная Реактивная		
13	ТП-58 ввод 0,4 кВ тр-ра	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 52346; 53251; 52341; Госреестр № 22656-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0302080823 Госреестр № 36355-07	Активная Реактивная		
14	ТП-1 ввод 0,4 кВ тр-ра	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 51230; 51321; 22291; Госреестр № 22656-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0303088116 Госреестр № 36355-07	Активная Реактивная		
15	ТП-907 ввод 0,4 кВ тр-ра	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 52125; 35355; 32163; Госреестр № 22656-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0305080237 Госреестр № 36355-07	Активная Реактивная		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
16	ПС-36 Южная, КРУН-10 кВ, ф. 36-01, яч. 08	ТПЛ-10с кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 0044; 0063; Госреестр № 29390-05	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 811 Госреестр № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160494 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 03784 Госреестр № 28822-05	HP Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
17	ПС-36 Южная, КРУН-10 кВ, ф. 36-02, яч. 11	ТПП-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 22988; 22992; Госреестр № 30709-05	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2763 Госреестр № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160568 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
18	ПС-36 Южная, КРУН-10 кВ, ф. 36-07, яч. 02	ТПП-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 25176; 25178; Госреестр № 30709-05	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 811 Госреестр № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160626 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
19	ПС-36 Южная, КРУН-10 кВ, ф. 36-08, яч. 17	ТПП-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 23040; 23041; Госреестр № 30709-05	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2763 Госреестр № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160340 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
20	ТП-56 ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 0042466; 0042439; 0042473; Госреестр № 15173-06	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0305080249 Госреестр № 36355-07	-		Активная Реактивная
21	ТП-56 ввод 0,4 кВ Т2	Т-0,66 М кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 098402; 111912; 111916; Госреестр № 36382-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0611080401 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
22	ПС-144, КРУН-10 кВ, Ис.ш. 10 кВ, яч. ф. 144-01	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 9690; 9675; Госреестр № 2473-05	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 6967 Госреестр № 11094-87	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160302 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 03784 Госреестр № 28822-05		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
23	ТП-4 РУ-10 кВ ввод ф. 144-01	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 46290; 46231; Госреестр № 1856-63	НОМ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 6217; 6278; Госреестр № 4947-75	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 062102935 Госреестр № 36355-07	-	НР Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
24	ТП-89 ввод 0,4 кВ тр-ра	Т-0,66 М кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 326926; 326927; 326928; Госреестр № 36382-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608111112 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
25	КРУН-1 РУ-10 кВ, ввод	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 26432; 45432; Госреестр № 2363-68	НОМ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 6552; 6272; Госреестр № 4947-75	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608090077 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, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 10, 17 – 19 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,4	±2,7	±2,7
11, 16, 23, 25 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счет- чик 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
12, 20, 24 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,3	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,7	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,7	±1,7
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,5	±3,2	±2,4	±2,4
13 – 15, 21 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,1	±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	-	±5,6	±3,1	±2,4
22 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счет- чик 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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 10, 17 – 19 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±10,1	±3,7	±2,6	±2,6
	0,7	±9,4	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±8,7	±2,9	±2,2	±2,1
11, 16, 23, 25 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счет- чик 1,0)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
12, 20, 24 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	0,9	±6,5	±4,8	±4,0	±4,0
	0,8	±6,5	±4,1	±3,6	±3,6
	0,7	±6,4	±3,9	±3,5	±3,5
	0,5	±6,4	±3,7	±3,3	±3,3
13 – 15, 21 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,0	±3,7	±2,8
	0,8	-	±5,1	±2,9	±2,3
	0,7	-	±4,3	±2,5	±2,2
	0,5	-	±3,5	±2,2	±2,0
22 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счет- чик 1,0)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±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 °С.
- Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 1 – 10, 12, 17 – 20, 24, от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 11, 13 – 16, 21 – 23, 25;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
 - 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 электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 52425-2005, ГОСТ 26035-83;

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 1. 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:

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчики электроэнергии Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

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

в журнале УСПД:

- – параметрирования;
- – пропадания напряжения;
- – коррекции времени в счетчике и УСПД;
- – пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии Меркурий 230 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – 85 суток;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 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 1	Тип 2	Кол. 3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	30
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	Т-0,66 М	9
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	3
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	6
Счетчик электроэнергии	A1805 RALQ-P4GB-DW-4	5
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05М	10
Счетчик электроэнергии	Меркурий 230	10
УСПД	СИКОН С70	3
Контроллер	СИКОН ТС65	12
Факс-модем	Zyxel U-336E	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	6
Сервер ОАО «ЛОЭСК»	HP Proliant ML350 G5	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart - UPS 1000 RMXL 3U	1
Сотовый терминал	Multi-SIM MC35i	1
GSM модем	Siemens MC35i	1
Сервер БД ООО «РКС-Энерго»	Intel Xeon	1
Информационно-вычислительный комплекс	«ИКМ-Пирамида»	1
Коммутатор	Коммутатор D-Link DKVM-4K	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS RM 1000	1
Сервер ОАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1
Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5610	1
Коммутатор	D-Link DES-1008	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart - UPS 1000 RMXL 3U	1
GSM модем	Siemens MC35i	2
Шлюз передачи данных от 2-х портов RS-232/422/485	ADAM-4570	1
Модемный блок	Zyxel RS-1612	1
Методика поверки	МП 1691/550-2013	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.307 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1691/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Лужские городские электрические сети. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2013 года.

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 Альфа А1800 – по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева» в 2006 г.;
- счетчиков Меркурий 230 – по документу ДЯИМ.411152.018МП утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2005 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» утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 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 (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Лужские городские электрические сети». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0216/2013-01.00324-2011 от 11.06.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «РКС-энерго» по ГТП Лужские городские электрические сети

- 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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Корпорация «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»)
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11
Факс (499) 124-99-96
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.