

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские 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 (УСВ) 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 баз данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго», УСВ УСВ-1, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 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 соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

На ПС № 32 установлен УСПД СИКОН С70, который один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивает счетчики ИИК 1 – 4, 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 базы данных ОАО «Ленэнерго» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД ИИК 1 – 4 и считывает с него 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 базы данных 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 5 – 16 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Далее сервер базы данных 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 баз данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML (макет электронного документа 80020) и отправляют данные коммерческого учета на сервер базы данных ООО «РКС-энерго». Сервер базы данных ООО «РКС-энерго» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемых от серверов баз данных ОАО «ЛОЭСК», ОАО «Ленэнерго», на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер базы данных 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 УСВ, счетчиков, УСПД, серверов баз данных ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго».

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

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 1 – 4 и УСВ-1 происходит один раз в 60 секунд. Синхронизация часов УСПД ИИК 1 – 4 и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов УСПД и УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 5 – 16 и сервера ОАО «ЛОЭСК» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 5 – 16 и сервера ОАО «ЛОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 5 – 16 и сервера 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 файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
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 №32, КРУ-6 кВ, ф.32-01	ТЛП-10 кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 14543; 14545; Госреестр № 30709-08	НОМ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 8041; 4969; Госреестр № 17158-98	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160106 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 02175 Госреестр № 28822-05	НР Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная	
2	ПС №32, КРУ-6 кВ, ф.32-04	ТЛП-10 кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 14544; 14544; Госреестр № 30709-08		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160217 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная	
3	ПС №32, КРУ-6 кВ, ф.32-07	ТЛП-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 14552; 14553; Госреестр № 30709-08		НОМ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 88487; 24889; Госреестр № 17158-98			A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160459 Госреестр № 31857-06	Активная Реактивная
4	ПС №32, КРУ-6 кВ, ф.32-15	ТЛП-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 14557; 14561; Госреестр № 30709-08		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160650 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная	
5	ТП-25, РУ-6 кВ, яч.6	ТПОЛ-10 кл. т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 5298; 5297; Госреестр № 1261-08	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 0677100000001; Госреестр № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0603090044 Госреестр № 36355-07	-	Активная Реактивная		
6	ПС "Губская", РУ-6 кВ, яч.2, ф."Ввод №1 от ПС "Губская"	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 8464; 8466; Госреестр № 1261-02	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 0328; Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0304081814 Госреестр № 27779-04	-	Активная Реактивная		
7	ПС "Губская", РУ-6 кВ, яч.12, ф."Ввод №2 от ПС "Губская"	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 8580; 8324; Госреестр № 1261-02	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 0328; Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0304081800 Госреестр № 27779-04	-	Активная Реактивная		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ПС "Губская", РУ-0,4 кВ, ф."Частный сектор"	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 045031; 045034; 045037; Госреестр № 36382-07	—	ПСЧ-4ТМ.05.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0303088096 Госреестр № 27779-04	-	HP Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
9	ТП-15КОС, РУ-6 кВ ,яч.5, ф.1 "Питание на (от) ТП- 15КОС от (на) РП-6"	ТПЛ-10-М кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 2183; 2134; Госреестр № 22192-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 7666; Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0603090079 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
10	ТП-15КОС, РУ-6 кВ, яч.10, ф.2 "Питание на (от) ТП- 15КОС от (на) РП-6"	ТПЛ-10-М кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 2188; 2131; Госреестр № 22192-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 8214; Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0612090500 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
11	Отпайка от ВЛ- 6 кВ, ф.32-17, до ТП-15, оп.5, ПСС-10-ПУ-У	ТОЛ-ЭС-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 03087; 03130; 03131; Госреестр № 34651-07	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 9083; 9092; 9093; Госреестр № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0612080249 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
12	ТП-33, РУ-0,4 кВ, Ввод	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт =600/5 Зав. № 031219; 031223; 031220; Госреестр № 22656-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608090334 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
13	КТПН №206- 03-06, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 470332; 470336; 470329; Госреестр № 36382-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608090250 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
14	КТПН №13-04- 02, Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № E47021; E47963; E47970; Госреестр № 28139-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608090999 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	КТПН №13-08-04, РУ-0,4 кВ, Ввод от Т-1	ТШП кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 2031743; 2031716; 2031754; Госреестр № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608090971 Госреестр № 36355-07	-	НР Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
16	КТПН №13-08-04, РУ-0,4 кВ, Ввод от Т-2	ТШП кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 2027955; 2027952; 2029916; Госреестр № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608091063 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 – 5, 9 – 11 (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
6, 7 (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
8, 12 – 16 (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
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 – 5, 9 – 11 (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
6, 7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 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
8, 12 – 16 (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

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 $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 1 – 5, 8 – 16, от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 6, 7;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 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. 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;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 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 ПСЧ-4ТМ.05 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 56 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- 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	Тип	Кол.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	8
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТОЛ-ЭС-10	3
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	ТШП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05М.04	5
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05М	4
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05.04	1
Счетчик электроэнергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	4
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05	2
УСПД	СИКОН С70	1
Контроллер	СИКОН ТС65	9
Факс-модем	Zyxel U-336E	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	4
Сервер ОАО «ЛЮЭСК»	HP ProLiant ML350 G5	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart - UPS 1000 RMXL 3U	1
GSM модем	Siemens MC35i	1
Сервер БД ООО «РКС-Энерго»	Intel Xeon	1
Информационно-вычислительный комплекс	«ИКМ-Пирамида»	1
Коммутатор	D-Link DES-3028	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS RM 1000	1
Сервер ОАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1
Сервер портов RS-232	Моха NPort 5610	1
Коммутатор	D-Link DES-1005D	1
Источник бесперебойного питания	Rittal DK 7857.403	1
GSM модем	Siemens MC35i	1
Шлюз передачи данных от 2-х портов RS-232/422/485	ADAM-4570	1
Модемный блок	Zyxel RS-1612	1
Методика поверки	МП 1792/550-2014	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.305 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1792/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские городские электрические сети. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в январе 2014 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 ПСЧ-4ТМ.05 - по методике поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 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 Бокситогорские городские электрические сети». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0229/2013-01.00324-2011 от 26.06.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские 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.

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.

«_____» _____ 2014 г.