

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (3 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (3 очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения и состоит из 19 измерительных каналов (далее - ИК).

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (далее - ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации.

Далее по каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. Передача информации об энергопотреблении на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Дальнейшая передача информации от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в ОАО «АТС» за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», а также в ОАО «СО ЕЭС» и

другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ) осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. СОЕВ создана на основе приемников сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) УССВ-16HVS, УССВ – 35HVS (далее – УССВ). В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД» и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сравнение показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ-16HVS происходит при каждом сеансе связи сервер – УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» и УССВ-35HVS происходит при каждом сеансе связи сервер – УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД – сервер. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 2.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ГН} ·К _{Сч}	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер			ИВКЭ	Основная погрешность, ± %	Погрешность в рабочих условиях, ± %
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Подгорное-Тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУ-10 кВ, 1сш, ф.4	ТТ К _Т = 0,2S К _{ГТ} = 50/5 № 42683-09	А	ТЛК-10	2175110000005	RTU-327 Зав. № 000890 Рег. № 19495-03	1 000	Активная Реактивная	0,8 1,3	2,6 4,0
			В	-	-					
			С	ТЛК-10	2175110000003					
		ТН К _{ТН} = 10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10-2	0941110000001					
С										
Счетчик К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05РАL-Р4В-3		1085463							
2	ПС 110 кВ Подгорное-Тяговая (110/35/27,5/10 кВ), КРУ-10 кВ, 1сш, ф.1	ТТ К _Т = 0,2S К _{ГТ} = 50/5 № 42683-09	А	ТЛК-10	2175110000006	RTU-327 Зав. № 000890 Рег. № 19495-03	1 000	Активная Реактивная	0,8 1,3	2,6 4,0
			В	-	-					
			С	ТЛК-10	2175110000004					
		ТН К _{ТН} = 10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10-2	0941110000001					
С										
Счетчик К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05РАL-Р4В-3		1036601							

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3	ПС 110 кВ Половцево-тяговая (110/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 100/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	3836	RTU-327 Зав. № 000890 Рег. № 19495-03	110 000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1	3818					
				C	ТБМО-110 УХЛ1	3837					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	824					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	559					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	528					
Счет-чик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4		01154827							
4	ПС 110 кВ Половцево-тяговая (110/27,5/10 кВ), ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 100/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	3846	RTU-327 Зав. № 000890 Рег. № 19495-03	110 000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1	3840					
				C	ТБМО-110 УХЛ1	3829					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	840					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2153					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	596					
Счет-чик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4		01154852							

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8		9	10
5	ПС 110 кВ Колено-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), ОРУ-110 кВ, 1С-110, ВЛ 110 кВ Колено-тяговая – НС-7 с отпайкой на ПС Большевик (ВЛ 110 кВ Колено - НС-7) (ВЛ 110кВ Ново-Николаевская)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	2097	RTU-327 Зав. № 000890 Рег. № 19495-03	220 000	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,2 2,2	
				B	ТБМО-110 УХЛ1	2006						
				C	ТБМО-110 УХЛ1	2096						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	1607						
				B	НАМИ-110 УХЛ1	1593						
				C	НАМИ-110 УХЛ1	1620						
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4		01136066						

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ПС 110 кВ Райновская-тяговая (110/35/27,5/10 кВ), РУ-27,5 кВ, 1ш, ф. "П"	ТТ	К _Т = 0,5	A	ТОЛ-35	219	RTU-327 Зав. № 000890 Рег. № 19495-03	55 000	Активная	1,2	5,7
			К _{ТТ} = 1000/5 № 21256-07	B	ТОЛ-35	251					
				C	-	-					
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65	1503601					
			К _{ТН} = 27500/100 № 912-07	B	ЗНОМ-35-65	1503873					
				C	-	-					
Счет-чик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	EA05RL-P2B-3		01085454							
7	ПС 110 кВ Лиски-тяговая (ПС 110 кВ Блочный завод-тяговая) (110/35/27,5/10/6 кВ), РУ-27,5 кВ, 2ш, ф. "П"	ТТ	К _Т = 0,5	A	ТВ-35	8298А	11 000	Активная	1,2	5,7	
			К _{ТТ} = 200/5 № 19720-06	B	ТВ-35	8298В					
				C	-	-					
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65	1208851					
			К _{ТН} = 27500/100 № 912-07	B	ЗНОМ-35-65	122121					
				C	-	-					
Счет-чик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4		01100217							

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	ПС Бахаревка тяговая 10 кВ РУ-10 кВ Ф-3 10 кВ	ТТ	КТ = 0,5	А	ТПОЛ 10	3030	RTU-327 Зав. № 1230, 1531, 1519, 1537 Рег. № 19495-03	3 000	Активная	1,2	5,7
			КТТ = 150/5	В	-	-					
			№ 1261-02	С	ТПОЛ 10	2901					
		ТН	КТ = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1217					
			КТН = 10000/100	В							
			№ 20186-05	С							
Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0	ЕА05RL-B-3		1046770							
9	ПС Бизяр (Кукуштан) тяговая 110/10 кВ РУ-10 кВ Ф-10 10 кВ	ТТ	КТ = 0,5	А	ТПОЛ 10	2744		1 500	Активная	1,2	5,7
			КТТ = 75/5	В	-	-					
			№ 1261-02	С	ТПОЛ 10	2745					
		ТН	КТ = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1205					
			КТН = 10000/100	В							
			№ 20186-05	С							
Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0	ЕА05RL-B-3		1045980							
10	ПС Блочная тяговая 110/10/6 кВ РУ-10 кВ Ф-5 РП-3 10 кВ	ТТ	КТ = 0,5	А	ТПЛ-10-М	5549		6 000	Активная	1,2	5,7
			КТТ = 300/5	В	-	-					
			№ 22192-03	С	ТПЛ-10-М	5547					
		ТН	КТ = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2688					
			КТН = 10000/100	В							
			№ 20186-05	С							
Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0	ЕА05RL-B-3		1050050							
			Ксч = 1								
			№ 16666-97								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
11	ПС Койва тяговая 110/6 кВ РУ-6 кВ Ф-1 «МЛП»	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТПЛ-10	22	RTU-327 Зав. № 1230, 1531, 1519, 1537 Рег. № 19495-03	1 800	Активная	1,2	5,7	
			К _{ТТ} = 150/5 № 1276-59	В	-	-						
				С	ТПЛ-10	174						
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1427						
			К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	В								
				С								
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		1117727								
12	ПС Кутамыш тяговая 110/35/6 кВ РУ-6 кВ Ф-5 В.Городки ц.2	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТПЛ-10	2239		RTU-327 Зав. № 1230, 1531, 1519, 1537 Рег. № 19495-03	2 400	Активная	1,2	5,7
			К _{ТТ} = 200/5 № 1276-59	В	-	-						
				С	ТПЛ-10	2620						
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1818						
			К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	В								
				С								
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		1105492								
13	ПС Кутамыш тяговая 110/35/6 кВ РУ-6 кВ Ф-7 В.Городки ц.1	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТПЛ-10	912	RTU-327 Зав. № 1230, 1531, 1519, 1537 Рег. № 19495-03		2 400	Активная	1,2	5,7
			К _{ТТ} = 200/5 № 1276-59	В	-	-						
				С	ТПЛ-10	2224						
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1818						
			К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	В								
				С								
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		1105518								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	ПС Кутамыш тяговая 110/35/6 кВ РУ-6 кВ Ф-9 Лесоучасток	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	5161	RTU-327 Зав. № 1230, 1531, 1519, 1537 Рег. № 19495-03	1 200	Активная	1,2	5,7
				В	-	-					
				С	ТПЛ-10	5246					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1818					
				В							
				С							
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-B-3		1105535							
15	ПС Оверята тяговая 110/35/10/6 кВ ОРУ-35 кВ Ф-Северокамск 35 кВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 26419-08	А	ТФЗМ 35Б-I У1	59702		21 000	Активная	1,2	5,1
				В	-	-					
				С	ТФЗМ 35Б-I У1	59703					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 912-07	А	ЗНОМ-35-65	1392838					
				В					1222496		
				С			1321548				
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-B-4		1046388							
16	ПС Теплая Гора тяговая 110/6 кВ РУ-6 кВ Ф-7 Жил.поселок-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 1261-02	А	ТПОЛ 10	22		1 800	Активная	1,2	5,1
				В	ТПОЛ 10	33					
				С	ТПОЛ 10	35					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1192					
				В							
				С							
Счет- чик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4		1221470							

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
17	ПС Чайковская тяговая 110/10 кВ РУ-10 кВ Ф-3 ЖДП	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 25433-06	А	ТЛО-10	6508	RTU-327 Зав. № 1230, 1531, 1519, 1537 Рег. № 19495-03	4 000	Активная	1,2	5,7
				В	-	-					
				С	ТЛО-10	6501					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1130					
				В							
				С							
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3		1168511							
18	ПС Казаяк-тяговая 110/35/10 кВ, фидер №5	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 25433-06	А	ТЛО-10	9852	RTU-327 Зав. № 000529 Рег. № 41907-09	3 000	Активная	1,2	5,7
				В	-	-					
				С	ТЛО-10	9858					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1032					
				В							
				С							
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3		01137502							
19	ПС Кудеевка-тяговая 110/35/10 кВ, фидер №4-10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 22944-07	А	ТПК-10	00301	RTU-327 Зав. № 000529 Рег. № 41907-09	2 000	Активная	1,2	5,7
				В	-	-					
				С	ТПК-10	00303					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	1153					
				В							
				С							
Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4		01287630							

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - параметры сети: напряжение от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$; ток от $1,0 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$; $\cos j = 0,87$ инд.; частота $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающей среды: (23 ± 2) °С для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-05, ГОСТ 30206-94 и для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-05; (20 ± 2) °С для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока от $0,01(0,05) \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 40 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 98 % при 25 °С;
 - атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.
 - для счетчиков электрической энергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $1,2 \cdot I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха для счетчиков от -40°С до +65°С;
 - относительная влажность воздуха для счетчиков не более 95 % при 30°С;
 - атмосферное давление для счетчиков от 60,0 до 106,7 кПа;
 - параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха от 10 до 25°С;
 - относительная влажность воздуха не более 80 % при 20 °С;
 - атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа;
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,01(0,05) \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % $I_{ном}$ $\cos j = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, приведенными в таблице 3. Допускается замена УССВ, УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч;

- УССВ-16HVS – среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;
- УССВ-35HVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИВК «АльфаЦЕНТР» – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД RTU-327 с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика электрической энергии;
 - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счётчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 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 - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (3 очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тит компонента	Рег. № СИ	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	21256-07	2
Трансформаторы тока	ТВ-35	19720-06	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	42683-09	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	1261-02	7
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-03	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	8
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	26419-08	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-06	4
Трансформаторы тока	ТПК-10	22944-07	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-07	7
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	16687-07	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	8
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-00	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16666-97	17
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	19495-03	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Методика поверки МП 206.1-031-2016	—	—	1
Формуляр 13526821.4611.063.ЭД.ФО	—	—	1
Технорабочий проект 13526821.4611.063.Т1.01 П4	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-031-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (3 очередь). Методика поверки», утвержденному 11 августа 2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
 - для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
 - по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
 - по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
 - счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (Рег. № СИ № 16666-97) – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801;
 - счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Рег. № СИ № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
 - счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Рег. № СИ № 31857-11) – в соответствии с документами «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным в 2012 г.;
 - УСПД RTU-327 (Рег. № СИ № 19495-03) – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;
 - УСПД RTU-327 (Рег. № СИ № 41907-09) – по документу ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 13526821.4611.063.Т1.01 П4 «Технорабочий проект системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (3 очередь)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (3 очередь)

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр. 3

Телефон/ факс: (495) 926-99-00/(495) 280-04-50

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2016 г.