

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1531 от 17.10.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (далее - ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU-300 (Рег. № СИ 19495-03, зав. № 002267), Сикон С1 (Рег. № СИ 15236-03, зав. № 1583; 1586; 1596; 1590), линии связи сбора данных со счетчиками, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ).

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя, сервер ИВК НР Е7-4830 DL530 с установленным серверным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР» (Рег. № СИ 44595-10), устройство синхронизации системного времени ССВ-1Г (Рег. № СИ 39485-08, зав. № 00033) а также, совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485 (счетчик - УСПД).

В УСПД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и автоматическая передача накопленных данных на уровень ИВК, а также отображение информации по подключенными к УСПД устройствам.

Передача информации с уровня ИВКЭ на уровень ИВК происходит по интерфейсу RS-232 с дальнейшим преобразованием в формат сотовой связи (CSD) (УСПД - GSM-модем - GSM-модем - сервер ИВК).

На сервере ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Информация с сервера ИВК может быть передана на автоматизированные рабочие места (далее - АРМ) по сети Ethernet.

Передача информации заинтересованным субъектам происходит по основному и резервному каналам передачи данных:

- основной канал: по сети Ethernet с дальнейшим преобразованием в формат сети Internet (сервер ИВК - маршрутизатор - заинтересованные субъекты);

- резервный канал: сотовая связь (CSD) (сервер ИВК - GSM-модем - заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени ССВ-1Г. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени УСПД и шкалы времени УССВ происходит один раз в минуту. Погрешность хода часов УСПД не превышает ± 1 с/сут.

Сличение шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени ССВ-1Г происходит ежесекундно. Погрешность хода часов сервера ИВК не превышает ± 1 с/сут. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 мин. осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и УСПД. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	1	2	3
Идентификационное наименование ПО	Amrserver.exe	Amrc.exe	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	d33d68e1075c6e81310de2a e07ea685a	90841c58926eba53c893 9b7278c3dfda	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	1	2	3
Идентификационное наименование ПО	Cdbora2.dll	cryptdll.dll	encryptdll.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	7db1e4173056a92e733efccfc56bc99e	0939ce05295fbcbba400eea e8d0572c	
Алгоритм вычисления цифрового иден- тификатора ПО	MD5	MD5	MD5

Таблица 1.3 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	1	2	3
Идентификационное наименование ПО	alphamess.dll	Amra.exe	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	b8c331abb5e34444170eee 9317d635cd	aeeffde21a81569abec96d8 cb4cd3507b	
Алгоритм вычисления цифрового иден- тификатора ПО	MD5	MD5	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики ИК

Но- мер ИК	Наименова- ние объекта учета	Состав 1-го уровня				Ктт ·Ктн ·Ксч	Вид энергии
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. № СИ		Обозначение, тип	Заводской номер		
1	2	3	4	5	6	7	
1	ВЛ 110 кВ «Савватия- Сусоловка-Луза» ПС Савва- тия	Кт=0,5 Ктт=100/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	9280	22 000	активная реактивная
			B	ТФНД-110М	1164		
			C	ТФНД-110М	1313		
		Кт=0,5 Ктн=(110000/Ö3)/(100/Ö3) № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	15820		
			B	НКФ-110-57 У1	15760		
			C	НКФ-110-57 У1	15784		
		Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		06362272		
2	ВЛ 110 кВ «Шахунья- Котельнич» (Буреполом) ПС Шахунья	Кт=0,2S Ктт=400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	1130	440 000	активная реактивная
			B	ТБМО-110 УХЛ1	1121		
			C	ТБМО-110 УХЛ1	1143		
		Кт=0,2 Ктн=(110000/Ö3)/(100/Ö3) № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	686		
			B	НАМИ-110 УХЛ1	691		
			C	НАМИ-110 УХЛ1	679		
		Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RAL-B-4		01088210		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 110 кВ «Шахунья-Игатино» ПС Шахунья	Кт=0,2S Ктг=400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	1249	активная реактивная
			B	ТБМО-110 УХЛ1	1127	
4	Ввод 35 кВ Т1 ПС Пижма	Кт=0,2 Ктн=(110000/Ω)/(100/Ω) № 24218-03	C	ТБМО-110 УХЛ1	1193	7 000
			A	НАМИ-110 УХЛ1	678	
		Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	B	НАМИ-110 УХЛ1	675	
			C	НАМИ-110 УХЛ1	680	
		Кт=0,5 Ктг=100/5 № 3689-73	EA05RALX-P3B-4		01132536	440 000
			A	ТФНД-35М	443	
		Кт=0,5 Ктн=(35000/Ω)/(100/Ω) № 912-05	B	нет	-	активная реактивная
			C	ТФНД-35М	445	
		Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	A	ЗНОМ-35-65	1005899	7 000
			B	ЗНОМ-35-65	1208140	
			C	ЗНОМ-35-65	1005847	
		Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RALX-P3B-3		01132527	активная реактивная
			A	ТФНД-35М	443	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	Ввод 35 кВ Т2 ПС Пижма	Kт=0,5 KТТ=100/5 № 3690-73	A ТФН-35М B нет C ТФН-35М	23051 - 16090	7 000	активная реактивная
		Kт=0,5 KТН=(35000/Ö3)/(100/Ö3) № 912-05	A ЗНОМ-35-65 B ЗНОМ-35-65 C ЗНОМ-35-65	1081619 1298703 1081545		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RALX-P3B-3	01132528		
6	Ввод 10 кВ Т1 ПС Пижма	Kт=0,5 KТТ=300/5 № 22192-07	A ТПЛ-10-М B нет C ТПЛ-10-М	3715 - 3960	6 000	активная реактивная
		Kт=0,5 KТН=(10000/Ö3)/(100/Ö3) № 16687-07	A НАМИТ-10 B НАМИТ-10 C НАМИТ-10	1148 1148 1148		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-3	01128236		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Ввод 10 кВ Т2 ПС Пижма	Kт=0,5 КТТ=600/5 № 2473-05	A ТЛМ-10 B нет C ТЛМ-10	4861 - 6905		
		Kт=0,5 КТН=(10000/Ω)/(100/Ω) № 16687-02	A НАМИТ-10 B НАМИТ-10 C НАМИТ-10	1136 1136 1136		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-3	01128272		
8	Ввод 0,4 кВ ТЧН-1 ПС Пижма	Kт=0,5 КТТ=100/5 № 22656-07	A T-0,66 B нет C T-0,66	031520 - 031521		
		-	A нет B нет C нет	- - -		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-4	01132570		
					12 000	активная реактивная
					20	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	Ввод 0,4 кВ ТСН-2 ПС Пижма	Kт=0,5 КТТ=100/5 № 22656-07	A T-0,66 B - C T-0,66	031517 - 031522		
		-	A нет B нет C нет	- - -		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-4	01132568		
10	Ввод 27,5 кВ Т1 ПС Буреполом	Kт=0,5 КТТ=1000/5 № 3642-73	A ТВД-35М B нет C ТВД-35М	6200-А - 6200-С		
		Kт=0,5 КTH=(27500/Ö3)/(100/Ö3) № 912-05	A ЗНОМ-35-65 B нет C ЗНОМ-35-65	1285090 - 1285118		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RALX-P3B-3	01132529		
					20	активная реактивная
					55 000	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	Ввод 27,5 кВ Т2 ПС Буреполом	Кт=0,5 КТТ=1000/5 № 3642-73	A	ТВД-35М	6211-А	активная реактивная
			B	нет	-	
			C	ТВД-35М	6211-C	
12	Фидер 10 кВ № 1001 ПС Буреполом	Кт=0,5 КТН=(27500/Ö3)/(100/Ö3) № 912-05	A	ЗНОМ-35-65	1285090	6 000
			B	нет	-	
			C	ЗНОМ-35-65	1285118	
		Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RALX-P3B-3		01128195	активная реактивная
			A	ТЛО-10	3936	
			B	нет	-	
		Кт=0,2S КТТ=300/5 № 25433-06	C	ТЛО-10	3917	6 000
			A	НАМИ-10-95 УХЛ2	951	
			B	НАМИ-10-95 УХЛ2	951	
		Кт=0,5 КТН=(10000/Ö3)/(100/Ö3) № 20186-00	C	НАМИ-10-95 УХЛ2	951	активная реактивная
			EA05RLX-P1B-3		01128239	
			EA05RLX-P1B-3		01128239	
		Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-3		01128239	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	Фидер 10 кВ № 1002 ПС Буреполом	Kт=0,2S Kтг=300/5 № 25433-06	A ТЛО-10 B нет C ТЛО-10	3932 - 3911	6 000	активная реактивная
		Kт=0,5 Kтн=(10000/Ö3)/(100/Ö3) № 20186-00	A НАМИ-10-95 УХЛ2 B НАМИ-10-95 УХЛ2 C НАМИ-10-95 УХЛ2	951 951 951		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-3	01128277		
14	Фидер 10 кВ № 1001 ПС Сява	Kт=0,5 Kтг=50/5 № 1856-63	A ТВЛМ-10 B нет C ТВЛМ-10	44793 - 55943	1 000	активная реактивная
		Kт=0,2 Kтн=(10000/Ö3)/(100/Ö3) № 11094-87	A НАМИ-10 B НАМИ-10 C НАМИ-10	445 445 445		
		Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-3	01128278		

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} < I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% < I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} < I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} < I_{изм} < I_{120\%}$
1; 4-7; 10; 11 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,9	-	$\pm 2,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,8	-	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	0,7	-	$\pm 3,9$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
2; 3 (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,5S)	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,9	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,8	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 2,7$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
8; 9 (TT 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	0,9	-	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,8	-	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
	0,7	-	$\pm 3,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
12; 13 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 0,5S)	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,9	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,8	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,7	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
14 (TT 0,5; TH 0,2; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	0,9	-	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$
	0,8	-	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,7	-	$\pm 3,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
	0,5	-	$\pm 5,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5 \%$,	$d_{20} \%$,	$d_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 4-7; 10; 11 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 7,1$	$\pm 4,0$	$\pm 3,1$
	0,8	-	$\pm 5,2$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
	0,7	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$
	0,5	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
2; 3 (TT 0,2S; TH 0,2; 1,0)	0,9	$\pm 6,3$	$\pm 3,6$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
	0,8	$\pm 5,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
	0,7	$\pm 4,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 3,9$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$, $I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$d_5 \%$, $I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$d_{20} \%$, $I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100} \%$	$d_{100} \%$, $I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120} \%$
8; 9 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 7,0$	$\pm 3,7$	$\pm 2,8$
	0,8	-	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$
	0,7	-	$\pm 4,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$
	0,5	-	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
12; 13 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	$\pm 6,4$	$\pm 3,8$	$\pm 2,6$	$\pm 2,4$
	0,8	$\pm 5,1$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$
	0,7	$\pm 4,5$	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,5	$\pm 4,0$	$\pm 2,7$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 7,0$	$\pm 3,8$	$\pm 2,9$
	0,8	-	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$
	0,7	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$
	0,5	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1 \%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_2 \%$.

2 Характеристики относительной погрешности ИК 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 $0,98 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,02 \cdot I_{\text{ном}}$;
- сила тока от $I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25°C .

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,1 \cdot I_{\text{ном}}$,
- сила тока от $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ для ИК № 1, 4-7, 10, 11, 8, 9, 14 и от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ для ИК № 2, 3, 12, 13;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков от плюс 10 до плюс 35°C ;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2003;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2003.

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 26035-1983 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные 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:

- счетчики А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчик ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- сервер ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 35558 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_b \leq 24$ часа;
- для сервера $T_b \leq 1$ час;
- для модема $T_b \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

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

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики А1800, ЕвроАльфа - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет при 25°C и не менее 2 лет при 50°C ;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока измерительные ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор тока ТФНД-35М	2 шт.
Трансформатор тока Т-0,66	4 шт.
Трансформатор тока ТБМО-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор тока ТВД-35М	4 шт.
Трансформатор тока измерительные ТВЛМ-10	2 шт.

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТЛО-10	4 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформатор тока ТФН-35М	2 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	10 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения антрезонансные трехфазные НАМИ-10-95 УХЛ2	1шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные А1805RAL-P4GB-DW-4	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RAL-B-4	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RALX-P3B-3	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RALX-P3B-4	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RLX-P1B-3	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RLX-P1B-4	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных серии RTU-300	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных серии Сикон С1	4 шт.
ССВ-1Г	1 шт.
Сервер ИВК НР Е7-4830 DL530	1 шт.
ПО (комплект) АльфаЦЕНТР АС_UE	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт - Формуляр	1 шт.

Проверка

осуществляется по документу МП 60190-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт») «Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2015 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- для счётчиков ЕвроАльфа - поверка производится в соответствии с нормативной документацией ГОСТ 30206-94 (МЭК 687) Статические счетчики Ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S или 0,5S), ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036) Статические счетчики Ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 или 2), ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные (в части реактивной энергии), ГОСТ 22261-82 Средства измерений электрических и магнитных величин, ТУ 4228-002-29056091-97 Многофункциональный счетчик электрической энергии типа

ЕвроАЛЬФА (ЕА). Технические условия, МЭК 1038 Переключатели по времени для тарификации и управления нагрузкой;

- для счетчика Альфа А1800 поверка производится 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.

- для УСПД RTU-300 - поверка производится по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки.», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

- для УСПД Сикон С1 - поверка контроллеров сетевых индустриальных СИКОН С1 производится в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2008 году.:

- устройство синхронизации системного времени ССВ-1Г - поверка производится в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;

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

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

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

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

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.

Изготовитель

ООО «СТАНДАРТ»

ИНН 5261063935

Юридический адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, д. 6

Почтовый адрес: 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: 8(831) 461-54-67

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.