

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) потребления Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) потребления Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, которая состоит из 16 измерительных каналов (ИК), указанных в таблице 2 (16 точек измерений).

ИК АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – комплексы измерительно-информационные (далее - ИИК), включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее - счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – комплексы электроустановок измерительно-вычислительные (далее - ИВКЭ) ПС 110/10/6 кВ «Центральная» и ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», включающие в себя устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) ЭКОМ-3000 (Госреестр СИ РФ № 17049-09, зав. № 05145472) и ARIS MT200 (Госреестр СИ РФ № 53992-13, зав. № 09140082) соответственно, линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи.

3-й уровень – комплекс информационно-вычислительный (далее – ИВК), включающий в себя сервер опроса и БД, с установленным серверным программным обеспечением ПТК "Энергосфера", устройство синхронизации системного времени УСВ-2, а также совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение, АРМы.

Для ПС 110/35/10/6 кВ «Северная» (ИК № 1, 2, 13, 14) уровень ИВКЭ совмещен с уровнем ИВК.

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. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков, установленных на ТП 6/0,4 кВ «КНС-1», осуществляется по интерфейсу RS-485 на коммутатор PGC. С которого посредством GSM/GPRS канала передачи данных сигнал поступает на коммутатор PGC,

подключенный по интерфейсу RS-232 к УСПД ПС 110/6 кВ «Белый Ключ» (счетчики - каналообразующая аппаратура – УСПД).

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков, установленных на ПС 110/10/6 кВ «Центральная» и ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», осуществляется по интерфейсу RS-485 на УСПД уровня ИБКЭ. С УСПД информация по интерфейсу RS-232 поступает на коммутаторы PGC. С которых посредством GSM/GPRS каналов передачи данных информация передается на коммутаторы PGC, подключенные по интерфейсу RS-232 к серверу опроса и базы данных ИБК (УСПД - каналообразующая аппаратура – сервер ИБК).

На ПС 110/35/10/6 кВ «Северная», в виду отсутствия УСПД уровня ИБКЭ, передача цифрового сигнала с выходов счетчиков осуществляется напрямую на ИБК, посредством сквозного канала, созданного на основе Ethernet-сервера NPort 5450. Сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS-485 поступает на Ethernet-сервер, преобразуется в интерфейс RS-232 и поступает на вход GSM-модема. С которого посредством GSM/GPRS канала передачи данных сигнал передается на коммутаторы PGC, подключенные по интерфейсу RS-232 к серверу опроса и базы данных ИБК (счетчик - каналообразующая аппаратура – сервер ИБК).

При выходе из строя линий связи или УСПД предусмотрен ручной сбор измерительной информации с оптопортов счетчиков с использованием инженерного пульта (ноутбука) с оптическим преобразователем и программным обеспечением для работы со счётчиками системы, с последующим переносом этой информации в базу данных сервера.

На сервере ИБК осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и отображение информации по подключенным к серверу устройствам.

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

Информация с сервера ИБК может быть передана на автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

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

- основной канал: по сети Internet (сервер ИБК – сети Internet – заинтересованные субъекты);
- резервный канал: сотовая связь стандарта GSM (сервер ИБК – GSM/GPRS коммутатор – заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УСВ-2 (Госреестр СИ РФ № 41681-10, зав. № 3049). 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 сервера ИБК и шкалы времени УСВ-2 происходит 1 раз в час. Погрешность хода часов сервера ИБК не превышает ± 1 с/сут. При каждом сеансе связи сервера ИБК с УСПД и не реже чем 1 раз в 30 мин. осуществляется сличение шкалы времени. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на ± 2 с. При каждом сеансе связи УСПД со счетчиками 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.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программных обеспечений (ПО).

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

ПО АИИС КУЭ на базе ПК «Энергосфера» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение инженерного пульта;
- программное обеспечение УСПД ИВКЭ;
- программное обеспечение АРМ персонала, сервера опроса и базы данных ИВК

Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск.

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счётчиков электроэнергии и УСПД ИВКЭ, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла pso_metr.dll . Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1 и выше
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

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

Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименовани е объекта учета	Состав 1-го уровня					Ктт ·Ктн ·Ксч	Вид энергии
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер		
1	2	3		4		5	6	7
1	ПС 110/35/10/6 кВ «Северная», ЗРУ-10 кВ, 4 СШ, яч. № 42	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	74189	6000	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТВЛМ-10	74149		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66 УЗ	ТППА		
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		11034210		
2	ПС 110/35/10/6 кВ «Северная», ЗРУ-10 кВ, 3 СШ, яч. № 65	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 № 2473-00	A	ТЛМ-10-1 УЗ	0482	8000	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТЛМ-10-1 УЗ	4720		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66 УЗ	8259		
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		12035047		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
3	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч. № 16 «BS-20»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	8614	3600	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТЛМ-10	8618		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	3272		
				B				
				C				
		Счет-чик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0812144637		
4	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч. № 14 «Раб. пит.с.ЗВЕ»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	383	12000	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТЛМ-10	3858		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	3272		
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806151271		
5	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч. № 6 «Раб. пит.с.ОВЕ»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	3904	7200	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТЛМ-10	3975		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	3272		
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806151098		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
6	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 1 СШ, яч. № 5 «Раб. пит.с.ОВБ»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	4551	7200	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТЛМ-10	4744		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	5035		
				B				
				C				
Счет-чик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806151127				
7	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 1 СШ, яч. № 13 «BS-10»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	1104	3600	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТЛМ-10	1105		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	5035		
				B				
				C				
Счет-чик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806151218				
8	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 1 СШ, яч. № 15 «Рез. пит.с.ЗВЕ»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	3759	12000	активная реактивная
				B	-	-		
				C	ТЛМ-10	3822		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	5035		
				B				
				C				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0812145058				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
9	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 1 СЩ, яч. № 19 «Свинокомплекс»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	0339	1200	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТЛМ-10	0337		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	5035		
				В				
				С				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806151260				
10	ПС 110/6 кВ «Белый Ключ», КРУН-6 кВ, 1 СЩ, яч. № 23 «КТП «БСУ»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	0341	1200	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТЛМ-10	0324		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	5035		
				В				
				С				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0812145041				
11	ПС 110/10/6 кВ «Центральная», ЗРУ-6 кВ, V СЩ, яч. № 507	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 1261-02	А	ТПОЛ-10	951	12000	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТПОЛ-10	17441		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10	1212110000004		
				В				
				С				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		0803146906				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
12	ПС 110/10/6 кВ «Центральная», ЗРУ-6 кВ, VI СШ, яч. № 612	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	77430	3600	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТПЛМ-10	75602		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10	0055100000012		
				В				
				С				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.02		0808102542				
13	ПС 110/35/10/6 кВ «Северная», ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 18	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-02	А	ТПОЛ-10 УЗ	21086	7200	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТПОЛ-10 УЗ	2555		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6	2520		
				В				
				С				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		12035082				
14	ПС 110/35/10/6 кВ «Северная», ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10 УЗ	3828	1800	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТПЛ-10 УЗ	4332		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66 УЗ	979		
				В				
				С				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		11030206				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
15	ТП 6/0,4 кВ КНС-1, РУ-0,4 кВ, ввод 1 КНС-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 52667-13	А	Т-0,66 У3	346948	40	активная реактивная
				В	Т-0,66 У3	346950		
				С	Т-0,66 У3	346951		
		ТН	-	А	-	-		
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.08		0807151047		
16	ТП 6/0,4 кВ «КНС-1», РУ-0,4 кВ, ввод 2 КНС-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 52667-13	А	Т-0,66 У3	346952	40	активная реактивная
				В	Т-0,66 У3	346953		
				С	Т-0,66 У3	346954		
		ТН	-	А	-	-		
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.08		0807151114		

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 2; 11; 13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±1,8	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,5	±1,4	±1,2
	0,8	-	±3,0	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
3-10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,9	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,9	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
15; 16; (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,6
	0,9	-	±2,2	±1,1	±0,8
	0,8	-	±2,8	±1,4	±1,0
	0,7	-	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	-	±5,3	±2,6	±1,8
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5 \%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 2; 13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±6,6	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±2,9	±1,8	±1,5
11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,8	±2,2	±1,8
	0,5	-	±3,0	±1,8	±1,5
3-10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,8	±2,2	±1,8
	0,5	-	±3,0	±1,8	±1,5
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,8	±2,2	±1,8
	0,5	-	±3,0	±1,8	±1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
15; 16; (ТТ 0,5; Сч 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,3	±2,3
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,7	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,9	±1,6	±1,3
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 2; 11; 13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,9	±2,0	±1,9
	0,8	-	±3,4	±2,2	±2,0
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,2
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
3-10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,1
	0,9	-	±2,5	±1,5	±1,3
	0,8	-	±3,0	±1,8	±1,5
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,5	±1,3
	0,8	-	±3,0	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
15; 16; (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,9	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,8	±1,4
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 2; 13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,1	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,5
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,3	±4,8	±4,2
	0,8	-	±5,6	±4,1	±3,8
	0,7	-	±4,9	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,3	±3,6	±3,5
3-10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,0	±4,5
	0,8	-	±5,8	±4,4	±4,1
	0,7	-	±5,2	±4,1	±4,0
	0,5	-	±4,6	±3,9	±3,8
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,9	-	±7,3	±4,8	±4,2
	0,8	-	±5,6	±4,1	±3,8
	0,7	-	±4,9	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,3	±3,6	±3,5
15; 16; (ТТ 0,5; Сч 0,5)	0,9	-	±7,1	±4,6	±3,9
	0,8	-	±5,5	±4,0	±3,6
	0,7	-	±4,8	±3,7	±3,5
	0,5	-	±4,3	±3,6	±3,5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01) $U_{ном}$; ток (от 0,05 до 1,2) $I_{ном}$, $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$;

- температура окружающей среды $(23 \pm 2)^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (от 0,9 до 1,1) $U_{ном}$; ток (от 0,05 до 1,2) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов в зависимости от вида климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150-69, для счетчиков ИК № 1, 2, 13, 14 - от минус 40°C до плюс 55°C , ИК № 3-12, 15, 16 - от минус 40°C до плюс 60°C ; для УСПД ПС 110/6 кВ «Белый Ключ» - от минус 30°C до плюс 50°C , УСПД ПС 110/10/6 кВ «Центральная» - от минус 10°C до плюс 50°C ;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,05 \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,5 \text{ инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°C до 35°C , на ПС 110/6 кВ «Белый ключ» - от минус 5°C до плюс 35°C ;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 или ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 или ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных компонентов АИИС КУЭ на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками

перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надёжности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001, определены средний срок службы и среднее время наработки на отказ;
- счетчик электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ T_o , не менее 55000 ч., среднее время восстановления работоспособности T_v , не более 2 ч.;
- счетчик электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ T_o , не менее 140000 ч., среднее время восстановления работоспособности T_v , не более 2 ч.;
- счетчик электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ T_o , не менее 165000 ч., среднее время восстановления работоспособности T_v , не более 2 ч.;
- УСПД «ЭКОМ-3000» – среднее время наработки на отказ T_o , не менее 75000 ч., среднее время восстановления работоспособности T_v , не более 24 ч.;
- УСПД «ARIS MT200» – среднее время наработки на отказ T_o , не менее 88000 ч., среднее время восстановления работоспособности T_v , не более 24 ч.;
- сервер БД уровня ИВК – среднее время наработки на отказ T_o , не менее 103700 часов, среднее время восстановления работоспособности T_v , не более 1 ч.

Оценка надёжности АИИС КУЭ в целом, не менее:

- $K_{г_АИИС\ КУЭ} = 0,99$ – коэффициент готовности;
- $T_{o_АИИС\ КУЭ} = 1853,866$ ч. – среднее время наработки на отказ.

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, УСПД, 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);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М и СЭТ-4ТМ.02 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет при 25°C и не менее 2 лет при 50°C;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- сервер 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) потребления Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) потребления Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТЛМ-10	18 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока Т-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	3 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	11 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.02М	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.02	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных ARIS MT200	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	1 шт.
Сервер ИВК HP DL380	1 шт.
Инженерный пульт (ноутбук)	1 шт.
ПК (комплект) «Энергосфера»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт – Формуляр СТПА.411711.УЛ01.ФО	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 63783-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) потребления Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12.02.2016 г.

Перечень основных средств 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 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 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 счетчиков СЭТ-4ТМ.02 - по методике поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации, согласованной с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ 20 июня 2000 г.;
 - для счетчиков СЭТ-4ТМ.02М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
 - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
 - для УСПД ЭКОМ-3000 - по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки ПБKM.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
 - для УСПД ARIS MT200 - по документу ПБKM.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 13 мая 2013 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр СИ РФ № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
 - переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счётчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - термогигрометр «CENTER» (Госреестр СИ РФ № 22129-04): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) потребления Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) потребления Филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск

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.

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: (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.