

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,5, 0,2 0,5S, 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5, 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков активной и реактивной электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, ПСЧ-4ТМ.05МК.16 класса точности 0,5S и 0,2S по ГОСТ Р 52323-05, ГОСТ 30206-94 в части активной электроэнергии и 1,0 и 0,2 по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в части реактивной электроэнергии, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа RTU-325L (Госреестр РФ № 37288-08) и коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно - вычислительный комплекс (далее – ИВК), обеспечивающий выполнение следующих функций:

- сбор информации от УСПД АИИС КУЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ИВК;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) и другие заинтересованные организации;
- передача информации в ОАО «АТС».

ИВК состоит из комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (Госреестр РФ № 44595-10), источника частоты и времени/сервер синхронизации времени ССВ-1Г (Госреестр РФ № 39485-08) (далее – ССВ-1Г), автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ) персонала и программного обеспечения (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР». В комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» входят основной и резервный сервера сбора и базы данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй и второй уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вы-

числяется 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.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485). УСПД переводит измеренные счётчиками значения в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

ИВК автоматически опрашивает УСПД АИИС КУЭ. В ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС».

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя ССВ-1Г, ИВК, УСПД, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 2 с.

Контроль времени в часах УСПД АИИС КУЭ автоматически выполняет ИВК, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов УСПД выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в УСПД и ИВК на величину более ± 1 с.

Контроль времени в часах ИВК автоматически выполняет ССВ-1Г, при каждом сеансе опроса (один раз в 5 минут), корректировка часов ИВК выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в ИВК и ССВ-1Г на величину более ± 1 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК 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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ИВК

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Elster AmrServer	3.29.0.0	E357189A0466E98B0221DEE68D1E12	MD5
RTU327 Amr Client	3.29.1.0	F0BC36EA92AC507A9B3E9B1688235 A03	MD5

Продолжение таблицы 1

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
RTU327 Amr Client	3.29.1.0	524EBBFEFEE04F5FD0DB5461CEED6 BEB2	MD5
Oracle database driver for ACCom	3.29.0.0	0AD7E99FA26724E65102E215750C65 5A	MD5
Eencryptdll.dll	2.0.0.0	0939CE05295FBCBBBA400EEAE8D0 572C	MD5
Alphamess.dll	Номер версии отсутствует	B8C331ABB5E34444170EEE9317D635 CD	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 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

Состав первого уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
2	Кировская ТЭЦ-4, ввод 10,5 кВ генератора ТГ-2	JKQ-870C Госреестр № 41964-09 Кл. т. 0,2 6000/5 Зав. № 2012.4940.01/001 Зав. № 2012.4940.01/002 Зав. № 2012.4940.01/003	TJC 6-G Госреестр № 49111-12 Кл. т. 0,2 10500:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5212026782 Зав. № 1VLT5212026783 Зав. № 1VLT5212026784	СЭТ-4ТМ.03 Госреестр № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045197	активная, реактивная
6	Кировская ТЭЦ-4, ввод 10,5 кВ генератора ТГ-6	BDG 072A1 Госреестр № 48214-11 Кл. т. 0,2S 10000/5 Зав. № 1VLT5113046914 Зав. № 1VLT5113046915 Зав. № 1VLT5113046916	TJC 6-G Госреестр № 49111-12 Кл. т. 0,2 10500:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5213013978 Зав. № 1VLT5213013979 Зав. № 1VLT5213013980	СЭТ-4ТМ.03 Госреестр № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01056453	
9	Кировская ТЭЦ-4, ввод 10,5 кВ 9Т	ТВ-СВЭЛ Госреестр № 43582-10 Кл. т. 0,2S 3000/5 Зав. № 1242964 Зав. № 1242965 Зав. № 1242966	TJC 6-G Госреестр № 49111-12 Кл. т. 0,2 10500:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5212026782 Зав. № 1VLT5212026783 Зав. № 1VLT5212026784	СЭТ-4ТМ.03.01 Госреестр № 27524-04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12045139	
10	Кировская ТЭЦ-4, ввод 10,5 кВ 7Т	ТВ-СВЭЛ Госреестр № 43582-10 Кл. т. 0,2S 3000/5 Зав. № 1243196 Зав. № 1243195 Зав. № 1243194	TJC 6-G Госреестр № 49111-12 Кл. т. 0,2 10500:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5212026782 Зав. № 1VLT5212026783 Зав. № 1VLT5212026784	СЭТ-4ТМ.03.01 Госреестр № 27524-04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12045171	

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
11	Кировская ТЭЦ-4, ввод 10,5 кВ тиристорное возбуждение СТС ТГ2	ТПОЛ - 10 Госреестр № 47958-11 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 24524 Зав. № 24493 Зав. № 24522	ТЭС 6-G Госреестр № 49111-12 Кл. т. 0,2 10500:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5212026782 Зав. № 1VLT5212026783 Зав. № 1VLT5212026784	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806131187	активная, реактивная
16	Кировская ТЭЦ-4, ввод 10,5 кВ 8Т	ТВ-СВЭЛ Госреестр № 43582-10 Кл. т. 0,2S 3000/5 Зав. № 1243265 Зав. № 1243264 Зав. № 1243263	ТЭС 6-G Госреестр № 49111-12 Кл. т. 0,2 10500:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5213013978 Зав. № 1VLT5213013979 Зав. № 1VLT5213013980	СЭТ-4ТМ.03.01 Госреестр № 27524-04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12040121	
17	Кировская ТЭЦ-4, ввод 10,5 кВ тиристорное возбуждение СТС ТГ6	ТПОЛ - 10 Госреестр № 47958-11 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 20245 Зав. № 20239 Зав. № 20241	ТЭС 6-G Госреестр № 49111-12 Кл. т. 0,2 10500:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5213013978 Зав. № 1VLT5213013979 Зав. № 1VLT5213013980	СЭТ-4ТМ.03.01 Госреестр № 27524-04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12040163	
18	Кировская ТЭЦ-4, КРУ-6 кВ, яч. 276	ТЛП-10-1 Госреестр № 30709-11 Кл. т. 0,5 2500/5 Зав. № 18821 Зав. № 18822 Зав. № 18823	ЗНОЛП-6 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 3003575 Зав. № 3003667 Зав. № 3003576	СЭТ-4ТМ.03М.01 Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804151748	

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
19	Кировская ТЭЦ-4, КРУ-6 кВ, яч. 1	ТЛП-10-1 Госреестр № 30709-11 Кл. т. 0,5 2500/5 Зав. № 6286 Зав. № 6287 Зав. № 6285	ЗНОЛП-6 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 2111248 Зав. № 2011786 Зав. № 3000220	СЭТ-4ТМ.03М.01 Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804150576	активная, реактивная
23	Кировская ТЭЦ-4, КРУ-6 кВ БНС, ввод 0,4 кВ тр-ра ВУ-1	Т - 0,66 Госреестр № 52667-13 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 558033 Зав. № 558036 Зав. № 558039	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Госреестр № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104150476	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности P=0,95				Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности P=0,95			
		cos j = 1,0	cos j = 0,87	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 1,0	cos j = 0,87	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	0,05I _{H1} £ I ₁ < 0,2I _{H1}	0,9	1,1	1,2	2,0	1,1	1,2	1,4	2,1
	0,2I _{H1} £ I ₁ < I _{H1}	0,6	0,7	0,7	1,2	0,8	0,9	0,9	1,3
	I _{H1} £ I ₁ £ 1,2I _{H1}	0,5	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	0,8	1,1
6	0,02I _{H1} £ I ₁ < 0,05I _{H1}	0,9	1,1	1,1	1,8	1,1	1,2	1,3	1,9
	0,05I _{H1} £ I ₁ < 0,2I _{H1}	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	0,2I _{H1} £ I ₁ < I _{H1}	0,5	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	0,8	1,1
	I _{H1} £ I ₁ £ 1,2I _{H1}	0,5	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	0,8	1,1
9, 10, 16, 17	0,02I _{H1} £ I ₁ < 0,05I _{H1}	1,4	1,5	1,5	2,1	1,8	1,9	1,9	2,4
	0,05I _{H1} £ I ₁ < 0,2I _{H1}	0,8	0,9	1,0	1,6	1,4	1,5	1,5	2,0
	0,2I _{H1} £ I ₁ < I _{H1}	0,7	0,8	0,8	1,1	1,3	1,4	1,4	1,6
	I _{H1} £ I ₁ £ 1,2I _{H1}	0,7	0,8	0,8	1,1	1,3	1,4	1,4	1,6
11	0,02I _{H1} £ I ₁ < 0,05I _{H1}	0,9	1,1	1,1	1,8	1,1	1,2	1,3	1,9
	0,05I _{H1} £ I ₁ < 0,2I _{H1}	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	0,2I _{H1} £ I ₁ < I _{H1}	0,5	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	0,8	1,1
	I _{H1} £ I ₁ £ 1,2I _{H1}	0,5	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	0,8	1,1
18, 19	0,05I _{H1} £ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,1	5,6
	0,2I _{H1} £ I ₁ < I _{H1}	1,2	1,5	1,7	3,0	1,6	1,9	2,0	3,2
	I _{H1} £ I ₁ £ 1,2I _{H1}	1,0	1,2	1,3	2,3	1,5	1,7	1,8	2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,3	2,6	4,7	2,1	2,6	2,9	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,4	1,6	2,8	1,5	1,8	1,9	3,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,4	1,5	1,6	2,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,4	1,5	1,6	2,2

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)	$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)
1	2	3	4	5	6	7	8
2	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,2	1,9	1,3	2,3	1,9	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,1	0,8	1,4	1,2	1,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	0,9	0,7	1,2	1,1	0,9
6	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	2,6	2,2	1,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,5	1,3	1,0	1,6	1,4	1,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	0,9	0,7	1,2	1,1	0,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	0,9	0,7	1,2	1,1	0,9
9, 10, 16, 17	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	3,9	3,4	2,6	4,1	3,6	2,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,3	2,0	1,7	2,6	2,4	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,5	1,4	1,2	1,9	1,8	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,4	1,3	1,2	1,8	1,7	1,7
11	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,7	1,2	2,4	2,1	1,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	1,4	0,9	2,0	1,8	1,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,0	0,8	1,7	1,5	1,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	1,0	0,8	1,7	1,5	1,4
18, 19	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,7	4,6	2,7	6,3	5,3	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	1,8	4,1	3,7	3,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	3,6	3,3	2,9
23	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,9	4,0	2,4	5,6	4,7	3,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,1	2,6	1,7	4,1	3,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,8	1,3	3,4	3,1	2,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	1,3	3,4	3,1	2,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, при доверительной вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение ($220 \pm 4,4$) В; частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения ($0,98 - 1,02$)U_н; диапазон силы тока ($1,0 - 1,2$)I_н; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ от 15 °С до 35 °С; ТН от 15 °С до 35 °С; счетчиков: от 21 °С до 25 °С; УСПД от 15 до 25 °С; ИВК от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения ($0,9 - 1,1$)U_{н1}; диапазон силы первичного тока ($0,02$ ($0,05$) – $1,2$)I_{н1}; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- температура окружающего воздуха от 18 °С до 22 °С;
- относительная влажность воздуха (40 - 100) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения ($0,9 - 1,1$)U_{н2}; диапазон силы вторичного тока ($0,02$ ($0,05$) – $1,2$)I_{н2}; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения менее 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 18 °С до 22 °С;
- относительная влажность воздуха (40 - 100) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 165000 ч; среднее время восстановления работоспособности 2 ч; для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90000 ч; среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД и ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков АИИС КУЭ – не менее 30 лет;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» типографическим способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество (шт.)
Трансформаторы тока JKQ-870С	3
Трансформаторы тока BDG 072A1	3
Трансформаторы тока ТВ-СВЭЛ	9
Трансформаторы тока ТПОЛ - 10	6
Трансформаторы тока ТЛП-10-1	6
Трансформаторы тока Т - 0,66	3
Трансформаторы напряжения ТЭС 6-6	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛП-6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1
ИВК	1
Источник частоты и времени/сервер синхронизации времени ССВ-1Г	1
УСПД RTU-325L	1
ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61930-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2015 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки», МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.М, СЭТ-4ТМ.03М.01 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 – в соответствии с документом «Методика поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ.» Методика поверки согласована руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- ССВ-1Г – в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП», утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;

- УСПД RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП.» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- ИВК «АльфаЦЕНТР» – в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР». Методика поверки ДЯИМ.466453.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс»

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

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».

Изготовитель

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

Юридический/почтовый адрес: 109507, г. Москва, Самаркандский бульвар, д. 11,

корп. 1, пом. 18

ИНН: 7721816711

Тел.: +7 (926) 785-47-44

Испытательный центр

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

Юридический адрес:

119361, Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (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.

« ____ » _____ 2015 г.