

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1281 от 03.11.2015 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 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 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации,

в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных по каналу Ethernet и волоконно-оптической линии связи на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. Сервер АИИС КУЭ периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-1, корректировка часов сервера АИИС КУЭ осуществляется при наличии расхождения

± 1 с. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера АИИС КУЭ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов производится при наличии расхождения ± 1 с. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 1 с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при наличии расхождения ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	ParseIEC.dll	ParseMod-bus.dll	ParsePi-ramida.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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 электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, 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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ГГ-1	ТЛШ-10 4000/5 Кл.т. 0,5 А № 6517 В № 6570 С № 6768	ЗНОЛ.06-10У3 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 7877 В № 7466 С № 4272	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105063104	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
2	ГГ-2	ТЛШ-10 4000/5 Кл.т. 0,5 А № 6546 В № 6571 С № 6322	ЗНОЛ.06-10У3 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 7523 В № 7444 С № 7409	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105063061	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
3	ГГ-3	ТЛШ-10 4000/5 Кл.т. 0,5 А № 6534 В № 6532 С № 6545	ЗНОЛ.06-10У3 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 7527 В № 7469 С № 7878	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105063108	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
4	ГГ-4	ТПЛ-20 4000/5 Кл.т. 0,2S А № 141 В № 142 С № 143	ЗНОЛ.06-10 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 1008683 В № 1007824 С № 1007807	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105064091	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ГГ-5	ТПОЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 А № 14628 В № 14623 С № 14621	ЗНОЛ.06-10У3 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 7468 В № 10617 С № 7524	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105064094	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
6	ВЛ-110 кВ «ЦГЭС-Сев. Портал»	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5 Кл.т. 0,2S А № 15315 В № 15320 С № 15318	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 1170; 1151 В № 1171; 1146 С № 1157; 993	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105062070	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
7	ВЛ-110 кВ «ЦГЭС- Цимлянская»	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5 Кл.т. 0,2S А № 16166 В № 15316 С № 15323	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 1170; 1151 В № 1171; 1146 С № 1157; 993	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105062076	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
8	ВЛ-110 кВ «ЦГЭС- Цимлянская» ОВ-110 кВ	SB 0,8 1000/5 Кл.т. 0,2S А № 06-003311 В № 06-003309 С № 06-003310	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 1170; 1151 В № 1171; 1146 С № 1157; 993	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105063009	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ВЛ-110 кВ «ЦГЭС-ВОЭЗ»	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5 Кл.т. 0,2S А № 15319 В № 15321 С № 15322	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 А № 1170; 1151 В № 1171; 1146 С № 1157; 993	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105062085	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
10	Цимлянская ГЭС, КРУ 10 кВ, I СШ, яч. № 1	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл.т. 0,5S А № 24483-13 В № 24470-13 С № 24480-13	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 00687-13; 00717-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807131706	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
11	Цимлянская ГЭС, КРУ 10 кВ, II СШ, яч. № 19	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл.т. 0,5S А № 24450-13 В № 24481-13 С № 24454-13	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 00687-13; 00717-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807131720	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
12	ВЛ-220 кВ «ЦГЭС-Шахты» МВ Б-1	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5 Кл.т. 0,5 А № 3077 В № 3129 С № 3086	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 А № 982; 979 В № 978; 974 С № 981; 980	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105062169	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	ВЛ-220 кВ «ЦГЭС-ВдТЭЦ-2» МВ Б-2	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5 Кл.т. 0,5 А № 6191 В № 6184 С № 6186	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 982; 979 В № 978; 974 С № 981; 980	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105062109	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
14	ВЛ-220 кВ «ЦГЭС-ВдТЭЦ-2» МВ Б-4	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5 Кл.т. 0,5 А № 5665 В № 6188 С № 5718	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 982; 979 В № 978; 974 С № 981; 980	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105062138	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная
15	ВЛ-220 кВ «ЦГЭС-Шахты» МВ Б-3	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5 Кл.т. 0,5 А № 2688 В № 3082 С № 3140	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 982; 979 В № 978; 974 С № 981; 980	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105062123	СИКОН С70 Зав. № 07041	Сервер DELL PE R710	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1 – 3, 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,2	2,2	1,3	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,6	2,9	1,5	1,8	3,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,3	2,8	5,4	2,4	2,9	5,4
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,8	0,9	1,4	1,1	1,2	1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	0,9	1,4	1,1	1,2	1,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,9	1,0	1,6	1,1	1,2	1,8
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,3	1,5	2,3	1,5	1,6	2,4
6 – 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,6	0,6	0,9	0,9	1,0	1,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,6	0,9	0,9	1,0	1,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,7	0,8	1,2	1,0	1,0	1,4
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,2	1,3	2,0	1,4	1,5	2,2
10, 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,2	1,4	2,3	2,0	2,1	2,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,4	2,3	2,0	2,1	2,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,4	1,7	3,0	2,1	2,3	3,4
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,5	3,0	5,5	3,0	3,4	5,7
12 – 15 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,1	1,9	1,1	1,3	2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	2,7	1,4	1,6	2,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,2	2,8	5,3	2,3	2,9	5,3

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1 – 3, 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,6	1,8	1,2	2,7	2,0	1,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,5	2,4	1,5	3,6	2,6	1,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,4	4,4	2,6	6,6	4,6	2,8
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,7	1,3	0,9	1,9	1,5	1,2
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,7	1,3	1,0	2,0	1,6	1,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,1	1,6	1,2	2,6	2,0	1,6
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	3,3	2,4	1,7	4,1	3,2	2,3
6 – 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,2	0,9	0,7	1,4	1,2	1,1
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	0,9	0,7	1,5	1,3	1,1
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,7	1,3	1,0	2,3	1,8	1,5
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	3,0	2,2	1,6	3,9	3,0	2,3
10, 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,7	2,1	1,5	4,3	3,9	3,6
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,7	2,1	1,5	4,3	3,9	3,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,6	2,6	1,8	4,8	4,2	3,7
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	6,5	4,6	3,0	7,3	5,6	4,3
12 – 15 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,3	1,6	1,0	2,4	1,8	1,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,2	2,2	1,4	3,4	2,4	1,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,3	4,3	2,5	6,5	4,5	2,7

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) $U_{н}$; диапазон силы тока (0,02 – 1,2) $I_{н}$, частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;

- счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

- УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;

- ИВК от плюс 15 °С до плюс 25 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

- 4 Рабочие условия эксплуатации:
- для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер DELL PE R710 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 101\ 379$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 коммутируемого канала.

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;
 - сервера АИИС КУЭ;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД – тридцатиминутный суточный график средних мощностей по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер АИИС КУЭ - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	11077-07	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-20	47958-11	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-08	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	26422-06	9
Трансформаторы тока	SB 0,8	20951-06	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	6

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-04	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	46738-11	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	51621-12	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	20344-05	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Сервер	DELL PE R710	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61186-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 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»;
- 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 СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- счетчиков 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.;
- СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 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 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС»), аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС

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

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, 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.

« ____ » _____ 2015 г.