

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ «Расширение Владимирского филиала ОАО «ТГК-6»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ «Расширение Владимирского филиала ОАО «ТГК-6» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения Владимирского филиала ОАО «ТГК-6», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323 для активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе Сикон С70 (№ 28822-05 в Государственном реестре средств измерений), Сикон С1 (№ 15236-03 в Государственном реестре средств измерений) производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии», технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- разграничение прав доступа к информации.

3-й уровень – комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» (ИВК) (№ в Госреестре СИ 45270-10), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС, сервер ИКМ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 – 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизация времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

– активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (ИКМ-Пирамида).

Сервер обеспечивает сбор измеренной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМов и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии.

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электроэнергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а так же сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального потребления.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя устройство УСВ-2 с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы УСВ-2 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. УСВ-2 осуществляет коррекцию внутренних часов сервера и счетчиков. Коррекция показаний часов счетчиков производится автоматически при рассогласовании с показаниями часов сервера более чем на ± 2 с.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

Прикладное программное обеспечение из состава «ИКМ-Пирамида» защищено от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Уровень защиты – С, согласно МИ 3286-2010.

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Канальная программа для протокола «Пирамида»	C12XXRec.exe	20.02/2010/C-300 (с обновлением версия 3.0 от 09.09.2011)	f09aa51e39b5d5388f0f498fe3d098ae	MD5
Служба доступа к настройкам ПО	CfgServApp.exe		88008cb19a4b56aed61892cf66ec9e27	
Контроль поступления данных	CheckingArrivalData.exe		77439b2885a6df997e55ceac8abc2874	
Формирователь срезов данных «Сервера событий»	Cutter.exe		2b95958d3745628fe54078f01160e898	
Преобразования данных	DTransf.exe		3b64a4e77ac019b8459f983c547d441e	
Контроль качества ЭЭ	EnergyQualityControl.exe		c9ab25f4028a200475cb7e0783f5e840	
Сервер событий	EvServer.exe		8757929a25a44f998ac1a7dfadcea7e5	
Канальная программа для протокола «Пирамида»	GammaRec.exe		4b061465afeb5a41e6f79597448c26dd	
Канальная программа для протокола HDLCR	HDLCRec.exe		99875e439bfa6519a860922507e063ed	
Оперативный сбор 2000	Oper.exe		1f9248b86cc10fe6a1580125a97cddc5	
Конфигуратор 2000	PConfig.exe		559fab059253727ad7b7c9d30daf256a	
Канальная программа для протокола «Пирамида»	PSCHRec.exe		6439ed5415b2be7c8cef04c48d38348f	
Программа портов	Rec.exe		58979f4bea322658f71ac7eadfc1d490	
Канальная программа для протокола «Пирамида»	RecEx.exe		b8dc8cf75b6fd15720b8a197c6ad1830	
Планировщик заданий	Schedule.exe		6d4c97fe04fa575fc8ede917fea34abb	
Редактор сценариев	SCPEdit.exe		d093e62ff73a732f366a569ebe14add	
Редактор настроек АИ-ИС «Пирамида»	SvcEdit.exe		81b83cf0dfec1622daa2d39f67cbe4c4	
Программа синхронизации времени	TimeSynchro.exe	78b080c2c0620991159cc9067f9835fd		

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК и основные метрологические характеристики ИК АИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Метрологические характеристики и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ВЛ 220 кВ «Владимирская ТЭЦ-2 - Заря»	ТФ3М 245; 1200/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 49585-12	UDP 245; 220000/√3 100/√3; к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-12	активная, реактивная	±0,6 ±1,3	±2,2 ±4,1
2.	ВЛ 220 кВ «Владимирская ТЭЦ-2 – Владимирская с отпайкой на ПС Районная»	ТФ3М 245; 1200/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 49585-12	UDP 245; 220000/√3 100/√3; к.т. 0,2; № в Госреестре 48448-11	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-12	активная, реактивная	±0,6 ±1,3	±2,2 ±4,1
3.	ОРУ-110 кВ, ВЛ -110 кВ Станционная-1	ТФ3М; 600/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 49584-12	НКФА; 110000/√3 100/√3; к.т. 0,2; № в Госреестре 49583-12	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-12	активная, реактивная	±0,6 ±1,3	±2,2 ±4,1
4.	ТГ-7 Владимирской ТЭЦ-2	ЖКQ; 10000/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 41964-09	ТЭС 6-G; 15750/√3 100/√3; к.т. 0,2; № в Госреестре 49111-12	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-12	активная, реактивная	±0,6 ±1,3	±2,2 ±4,1
5.	ТГ-1 Владимирской ТЭЦ-2	ЖКQ; 6000/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 41964-09	ТЭС 6-G; 10500/√3 100/√3; к.т. 0,2; № в Госреестре 49111-12	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-12	активная, реактивная	±0,6 ±1,3	±2,2 ±4,1
6.	Генератор 2 Владимирской ТЭЦ-2	ТШВ15; 8000/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 5718-76	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
7.	Генератор 3 Владимирской ТЭЦ-2	ТШЛ20-II; 8000/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 4242-74	ЗНОМ-15-63; 10000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1593-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
8.	Генератор 4 Владимирской ТЭЦ-2	ТШЛ20-II; 8000/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 4242-74	ЗНОМ-15-63; 10000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1593-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
9.	Генератор 5 Владимирской ТЭЦ-2	ТШ 20; 8000/5; к.т. 0,2; № в Госреестре 8771-00	ЗНОЛ-06; 10000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 3344-72	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±0,9 ±1,6	±2,4 ±4,2
10.	Генератор 6 Владимирской ТЭЦ-2	ТШ 20; 8000/5; к.т. 0,2; № в Госреестре 8771-00	ЗНОЛ-06; 10000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 3344-72	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±0,9 ±1,6	±2,4 ±4,2
11.	Владимирская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 8 (КЛ-6 кВ ОАО «ВКС»-1)	ТПОЛ 10; 600/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1261-02	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
12.	Владимирская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 15 (КЛ-6 кВ ОАО «ВКС»-2)	ТПЛ-10; 300/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
13.	Владимирская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 25 (КЛ-6 кВ ОАО «ВКС»-3)	ТВЛМ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
14.	ОРУ-110 кВ, 20Т - 110 кВ	ТФНД-110М; 600/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 2793-71	НКФ110-57; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 1,0; № в Госреестре 1188-58	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,8 ±2,7	±5,9 ±6,0
15.	ОРУ-110 кВ, 2Т-110 кВ	ТФНД-110М; 600/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 2793-71	НКФ110-57; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 1,0; № в Госреестре 1188-58	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,8 ±2,7	±5,9 ±6,0
16.	ОРУ-110 кВ, 3Т-110 кВ	ТФМ-110; 800/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 16023-97	НКФ110-57; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-58	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
17.	ОРУ-110 кВ, 30Т-110 кВ на ГЗ	ТФМ-110; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 16023-97	НКФ110-57; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-58	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
18.	ОРУ-110 кВ, 4Т-110 кВ	ТФМ-110; 800/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 16023-97	НКФ110-57; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-58	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
19.	ОРУ-110 кВ, 30Т-110 кВ на Г4	ТФМ-110; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 16023-97	НКФ110-57; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-58	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
20.	ОРУ-110 кВ, 5Т-110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 26422-04	НКФ110-83У1; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-84	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
21.	ОРУ-110 кВ, 70Т-110 кВ на Г5	ТФЗМ 110Б-IV; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 26422-04	НКФ110-83У1; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-84	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
22.	ОРУ-110 кВ, 6Т-110 кВ	ТФМ-110; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 16023-97	НКФ110-83У1; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-84	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
23.	ОРУ-110 кВ, 70Т-110 кВ на Г6	ТФМ-110; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 16023-97	НКФ110-83У1; 110000/√3/ /100/√3; к.т. 0,5; № в Госреестре 1188-84	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
24.	ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 1	ТПОЛ 10; 600/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1261-02	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
25.	ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 3	ТПЛ-10; 200/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
26.	ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 9	ТПЛ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
27.	ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 10	ТПЛ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
28.	ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 11	ТПЛ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
29.	ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 12	ТПЛ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
30.	ПКРУ-6 кВ, 1 сек. яч. 13	ТПЛ-10; 300/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
31.	ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 23	ТПЛ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
32.	ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 26	ТПЛ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
33.	ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 27	ТПЛ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
34.	ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 30	ТПЛ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
35.	ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 31	ТПЛ-10; 300/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
36.	ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 32	ТПЛ-10; 400/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1276-59	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
37.	ПКРУ-6 кВ, 2 сек. яч. 35	ТВЛМ-10; 600/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НОМ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 159-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
38.	ПКРУ-6 кВ, 3 сек. яч. 2	ТВЛМ-10; 600/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
39.	ПКРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 3	ТВЛМ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
40.	ПКРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 4	ТВЛМ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
41.	ПКРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 6	ТВЛМ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
42.	ПКРУ-6 кВ, 4 сек., яч. 9	ТВЛМ-10; 600/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
43.	ПКРУ-6 кВ, 4 сек., яч. 10	ТВЛМ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
44.	ПКРУ-6 кВ, 4 сек., яч. 13	ТВЛМ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
45.	КРУ _{сн} -6 кВ, 10 сек., яч. 12	ТОЛ-10 УТ2; 300/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 6009-77	НАМИ-10; 6000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 11094-87	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,1 ±1,9	±5,4 ±5,6
46.	КРУ _{сн} -6 кВ, 11 сек., яч. 46	ТОЛ-10 УТ2; 300/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 6009-77	НТМИ-6; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 380-49	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
47.	ПКРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 8	ТЛМ-10; 150/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 2473-05	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7
48.	ПКРУ-6 кВ, 4 сек., яч. 14	ТВЛМ-10; 150/5; к.т. 0,5; № в Госреестре 1856-63	НТМИ-6-66; 6000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	СЭТ-4ТМ.03; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	активная, реактивная	±1,2 ±2,1	±5,5 ±5,7

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
49.	ООО «Энергостройсервис» КТП-630/10/04 п. 4 яч. 12	Т-0,66; 300/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.02М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-08	активная, реактивная	±1,0 ±1,8	±5,3 ±5,6

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд.;
- температура окружающего воздуха (21 – 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80%;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; ток (0,01 – 1,2) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд} < \cos\phi < 0,8 \text{ емк}$;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от 0 °С до плюс 30 °С; счетчиков электрической энергии от 0 °С до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6. Средний срок службы системы не менее 10 лет.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- ИВКЭ – хранение графика средних мощностей за 30мин. в течении 45 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

7. Надежность применяемых в системе компонентов:

- Счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.
- Устройство сбора и передачи данных (промконтроллер) - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов.
- Сервер – среднее время наработки на отказ не менее 60000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на верхнюю часть титульного листа инструкции по эксплуатации и паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	5	
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	43	
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М	1	
Трансформатор тока Т-0,66	3	
Трансформатор тока ТФЗМ 245	6	
Трансформатор тока ТФЗМ	3	
Трансформатор тока ЖКQ	6	
Трансформатор тока ТШВ15	3	
Трансформатор тока ТШЛ20-II	6	
Трансформатор тока ТШ 20	6	
Трансформатор тока ТПОЛ 10	4	
Трансформатор тока ТОЛ-10 УТ2	4	
Трансформатор тока ТЛМ-10	2	
Трансформатор тока ТПЛ-10	26	
Трансформатор тока ТВЛМ-10	18	
Трансформатор тока ТПЛМ-10	2	
Трансформатор тока ТФНД-110М	6	
Трансформатор тока ТФМ-110	18	
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-IV	6	
Трансформаторы напряжения UDP 245	6	
Трансформаторы напряжения ТJS6	6	
Трансформаторы напряжения НКФ110-57	9	
Трансформаторы напряжения НКФА	3	
Трансформаторы напряжения НТМИ-6	8	
Трансформаторы напряжения НОМ-6-77	4	
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-15-63	6	
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-06	6	
УСПД Сикон С70	2	
УСПД Сикон С1	3	
Комплексы информационно-измерительные ИКМ-Пирамида	1	
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1	
Программное обеспечение «Пирамида 2000. АРМ: Конфигуратор СИКОН»	1	
Программное обеспечение «Пирамида 2000. Сервер»	1	

Программное обеспечение «Пирамида 2000. АРМ: корпорация»	1	
Методика поверки ИЭН 1979РД-13.01.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1979РД-13.01.ИЭ	1	
Руководство по эксплуатации АУВБ.411711.В10.ИЗ	1	

Поверка

Осуществляется по документу ИЭН 1979РД-13.01.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИ-ИС КУЭ расширение Владимирского филиала ОАО «ТГК-6» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 22.11.2013 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35...330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электрических многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, часть 2, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- для счетчиков электрических многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ;
- для устройства сбора и передачи данных Сикон С70 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 220.00.000 И1;
- для устройства сбора и передачи данных Сикон С1 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 166.00.000 РЭ;
- для устройства синхронизации времени УСВ-2– в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 237.00.001 И1;
- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиосервер РСТВ-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 системы и с ПО для работы с радиосервером РСТВ-01;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314).

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений ИЭН 1979РД-13.01.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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.

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Заявитель:

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка».

Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5.

Почтовый адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д. 90

e-mail: askue@ien.ru, тел/факс: (4932) 230-230.

Изготовитель:

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка».

Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5.

Почтовый адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д. 90

e-mail: askue@ien.ru, тел/факс: (4932) 230-230.

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,

424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3

тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____2014 г.