

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ-2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ-2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (Зав. № 05475) (далее – УСПД);

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав. № 460), устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 444), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- 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 заинтересованные организации;
- 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия.

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 мгновенные значения активной 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД СИКОН С70, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы. Передача осуществляется по основному (организован по интерфейсу RS-232) и резервному (Ethernet) каналам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующего собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с.

Сравнение показаний часов УСВ-1 и ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит не реже чем один раз в час. Синхронизация часов УСВ-1 и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-1 и ИВК «ИКМ-Пирамида».

Шкала времени УСПД синхронизирована со шкалой времени ИВК «ИКМ-Пирамида». Сравнение показаний часов УСПД и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется каждый сеанс связи, синхронизация часов УСПД и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется вне зависимости от наличия расхождений.

Сличение шкалы времени счетчиков с УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка часов счетчика с часами УСПД осуществляется вне зависимости от наличия расхождений, но не чаще 1 раза в сутки.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Пензенской ТЭЦ-2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в ИВК АИИС КУЭ

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000. Сервер» 20.02/2010/C-300	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики средства измерения (СИ) – метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ - 2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ - 2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ Пензенской ТЭЦ-2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2-ЗТП с отпайкой на ПС ПДЗ	ТВ-110 Зав. № 3781 Зав. № 3782 Зав. № 3779 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 Зав. № 8389 Зав. № 8388 Зав. № 8383 Коэфф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03.01 Зав. № 0108050112 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70 Зав. №06682	Активная Реактивная
2	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2-Новозападная с отпайками	ТВ-110 Зав. № 3778 Зав. № 3780 Зав. № 3783 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 Зав. № 8389 Зав. № 8388 Зав. № 8383 Коэфф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03.01 Зав. № 0108050069 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2-Южная	ТВ-110 Зав. № 41 Зав. № 42 Зав. № 43 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 Зав. № 8382 Зав. № 8380 Зав. № 8376 Коэфф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03.01 Зав. № 0108050215 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70 Зав. № 06682	Активная Реактивная
4	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – Маяк с отпайкой на ПС Южная	ТВ-110 Зав. № 44 Зав. № 45 Зав. № 46 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 Зав. № 8382 Зав. № 8380 Зав. № 8376 Коэфф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03.01 Зав. № 0108050078 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
5	Генератор-1 ф.5	ТПОФ Зав. № 105700 Зав. № 105692 Зав. № 105691 Коэфф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0803136214 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
6	Генератор-2 ф.21	ТПОЛ-10 Зав. № 2037 Зав. № 2826 Коэфф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0803136273 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
7	Тр-р связи № 1 6 кВ пр./отд.	ТПШЛ-10 Зав. № 2377 Зав. № 2366 Коэфф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0804135694 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
8	Тр-р связи № 2 6 кВ пр./отд.	ТПШЛ-10 Зав. № 790 Зав. № 3306 Коэфф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03.01 Зав. № 0108053195 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	Собственные нужды ф. 3	ТПФМ-10 Зав. № 17118 Зав. № 17117 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307055102 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70 Зав. № 06682	Активная Реактивная
10	Собственные нужды ф. 17	ТПФМ-10 Зав. № 59131 Зав. № 14520 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307057008 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
11	Собственные нужды ф. 22	ТПОЛ-10 Зав. № 16083 Зав. № 15677 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307053095 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
12	Стеновые материалы + строительные материалы ф. 1	ТПОФ Зав. № 154659 Зав. № 154655 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307052036 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
13	Стройматериалы ф. 1Б	ТЛК10-5 Зав. № 06351 Зав. № 06376 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307055181 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
14	Пензмаш ф. 2 А и Б	ТПОЛ-10 Зав. № 37542 Зав. № 42408 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307051199 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
15	ЧП Суворов (Эра) ф. 6 А и Б	ТПОЛ-10 Зав. № 13944 Зав. № 5308 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307056188 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
16	ПГЭС ф. 14 А и Б	ТПОЛ-10 Зав. № 5668 Зав. № 5311 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307051147 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	Кондитерская фабрика ф. 8Б	ТПЛ-10 Зав. № 0484 Зав. № 0652 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307052038 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70 Зав. № 06682	Активная Реактивная
18	Кондитерская фабрика + Пензадизельмаш ф. 8	ТПОЛ-10 Зав. № 5437 Зав. № 5462 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307052050 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
19	Стеновые материалы ф. 1а	ТЛП-10-5 Зав. № 25562 Зав. № 25563 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05.12 Зав. № 0305073061 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
20	ПГЭС ф. 7 А и Б	ТПОЛ-10 Зав. № 13914 Зав. № 5322 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Зав. № 0608110657 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
21	Пензадизельмаш + ПБОЮЛ Киреев (Арком) ф. 16	ТПОФ Зав. № 104080 Зав. № 103364 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307055125 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
22	Пензадизельмаш ф. 12 А и Б	ТПОФ Зав. № 104125 Зав. № 103373 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6 Зав. № 2020 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307052002 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
23	Кондитерская фабрика ф. 18А	ТПЛ-10 Зав. № 2681 Зав. № 2673 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307051225 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
24	Ж.Д. ф. 18Б	ТОЛ 10-І-2 Зав. № 22539 Зав. № 17992 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307051233 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
25	Водоканал ф. 19 А и Б	ТПОФ Зав. № 138879 Зав. № 8679 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Зав. № 0608110580 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
26	Трикотажная фабрика (Швейная фабрика) + Молвек ф. 20	ТПОЛ-10 Зав. № 5410 Зав. № 5638 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Зав. № 0608110588 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
27	Молвек ф. 20Б	ТЛП-10-2 Зав. № 25564 Зав. № 25565 Коэфф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Зав. № 0606121561 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70 Зав. № 06682	Активная Реактивная
28	Пассажирские перевозки (Трол. Упр.) ф. 23 А и Б	ТПОФ Зав. № 138858 Зав. № 138857 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Зав. № 1017 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307051221 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
29	Тр-р связи № 1 110 кВ пр./ отд.	ТВ-110/50 Зав. № 3777/1 Зав. № 3777/3 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-110 УХЛ1 Зав. № 8389 Зав. № 8388 Зав. № 8383 Коэфф. тр. 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307051136 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
30	Тр-р связи №2 110 кВ пр./ отд.	ТВ-110/50 Зав. № 3789/1 Зав. № 3789/3 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-110 УХЛ1 Зав. № 8382 Зав. № 8380 Зав. № 8376 Коэфф. тр. 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05 Зав. № 0307051232 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
31	Билайн (Вым- пелком)	Т-0,66 У3 Зав. № 77538 Зав. № 77577 Зав. № 00410 Коэфф. тр. 75/5 Кл.т. 0,5	—	ПСЧ-4ТМ.05.04 Зав. № 0307063236 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
32	Пенза-GSM	Т-0,66 У3 Зав. № 77885 Коэфф. тр. 75/5 Кл.т. 0,5	—	ПСЧ-4ТМ.05.04 Зав. № 0307064184 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
33	Пенза-GSM (ре- зерв)	Т-0,66 У3 Зав. № 77571 Коэфф. тр. 75/5 Кл.т. 0,5	—	ПСЧ-4ТМ.05.04 Зав. № 0307065023 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ				
	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$, $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}$, $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}$, $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}$, $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,5	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,9	±2,0	±1,8	±1,8
	0,8	±3,3	±2,2	±2,0	±2,0
	0,7	±3,9	±2,4	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,3	±2,7	±2,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	$\cos\varphi$	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{\text{нзм}} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{\text{нзм}} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{\text{нзм}} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{\text{нзм}} \leq I_{120\%}$
5 – 30 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,9	-	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	0,7	-	$\pm 3,8$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 5,6$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
31 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,9	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,8	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
	0,7	-	$\pm 3,7$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
32, 33 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,9	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$
	0,8	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,4$
	0,7	-	$\pm 4,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,5$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,8$
Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	$\cos\varphi$	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{\text{нзм}} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{\text{нзм}} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{\text{нзм}} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{\text{нзм}} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	$\pm 8,6$	$\pm 4,8$	$\pm 3,2$	$\pm 3,1$
	0,8	$\pm 6,2$	$\pm 3,6$	$\pm 2,6$	$\pm 2,5$
	0,7	$\pm 5,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	0,5	$\pm 4,3$	$\pm 2,7$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
5 – 7, 20; 25 – 27 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 7,1$	$\pm 4,8$	$\pm 4,2$
	0,8	-	$\pm 5,4$	$\pm 4,1$	$\pm 3,7$
	0,7	-	$\pm 4,7$	$\pm 3,8$	$\pm 3,6$
	0,5	-	$\pm 4,1$	$\pm 3,6$	$\pm 3,5$
8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 7,1$	$\pm 4,0$	$\pm 3,1$
	0,8	-	$\pm 5,1$	$\pm 3,0$	$\pm 2,5$
	0,7	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,6$	$\pm 2,3$
	0,5	-	$\pm 3,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
9 – 19, 21 – 24, 28 – 30 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 6,9$	$\pm 4,4$	$\pm 3,2$
	0,8	-	$\pm 4,9$	$\pm 3,0$	$\pm 2,5$
	0,7	-	$\pm 4,1$	$\pm 2,6$	$\pm 2,3$
	0,5	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
31 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 6,7$	$\pm 4,1$	$\pm 2,7$
	0,8	-	$\pm 4,8$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$
	0,7	-	$\pm 4,0$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$

Окончание таблицы 3

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
32, 33 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,2	±3,9	±3,0
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,4	±2,8	±2,5
	0,5	-	±3,6	±2,5	±2,4

Примечания:

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

2. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 5 до 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИК №№ '1 - 4 и от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИК №№ 5 – 33.
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 55°С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001,;
 - для УСПД и сервера от плюс 15 до плюс 30°С.

6. Таблице 3 погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10°С до 25°С;

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

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 7 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 , ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М , ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;

- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления (T_v), при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для ИВК «ИКМ-Пирамида» $T_v \leq 1$ час;
- для УСВ-1 ≤ 2 часа;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

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

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Наличие фиксации в журнале событий в УСПД следующих событий:

- – параметрирования;
- – пропадания напряжения;
- – коррекции времени в счетчике и УСПД;
- – пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК «ИКМ-Пирамида» (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТПОФ (Госреестр № 518-50)	13
2 Трансформатор тока	ТПОЛ-10 (Госреестр № 1261-59)	16
3 Трансформатор тока	ТПШЛ (Госреестр № 1423-60)	4
4 Трансформатор тока	ТПФМ (Госреестр № 814-53)	4
5 Трансформатор тока	ТЛК10-5 (Госреестр № 9143-01)	2
6 Трансформатор тока	ТПЛ-10 (Госреестр № 1276-59)	4
7 Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-2 (Госреестр № 7069-02)	2
8 Трансформатор тока	ТЛП-10 (Госреестр № 30709-11)	4
9 Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ (Госреестр № 22656-07)	5
10 Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1 (Госреестр № 24218-08)	6
11 Трансформатор напряжения	НТМИ-6 (Госреестр № 831-53)	1
12 Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2 (Госреестр № 16687-02)	1
13 Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01 (Госреестр № 27524-04)	5
14 Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05 (Госреестр № 27779-04)	17
15 Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05.04 (Госреестр № 27779-04)	4
16 Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.01 (Госреестр № 36355-07)	3
17 Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.12 (Госреестр № 36355-07)	1
18 Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01 (Госреестр № 36697-08)	3
19 ПО	«Пирамида 2000»	1
20 ИВК	ИВК «ИКМ-Пирамида» (Госреестр № 45270-10)	1
21 Устройство синхронизации времени	УСВ-1 (Госреестр № 28716-05)	1
22 УСПД	СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05)	1
23 Методика поверки	МП 1535/550-2013	1
24 Паспорт – формуляр	ВЛСТ 891.00.000 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1535/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ - 2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в августе 2013 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2001;
 - для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
 - для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 10 сентября 2004 г.
 - для счётчиков ПСЧ-4ТМ.05 – по методике поверки ИЛГШ.411152.126РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" в 2007 г.;
 - для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 4 декабря 2007 г.
 - для счётчиков ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 20 ноября 2007 г.
 - для УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
 - для УСВ-1 – по документу «ВЛСТ 237.00.000 И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04).
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) Пензенской ТЭЦ-2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» для розничного рынка электроэнергии» ВЛСТ 891.00.000 МИ. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 006-0001.31043-2012/2013 от 18.03.2013 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ - 2 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Телефон: (4922) 33-93-68

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: (495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.