

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.062.A № 35694, регистрационный № 40963-09, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 253, 254, 255, 256, 257.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ СПГЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, измерений времени. Результаты измерений АИИС КУЭ СПГЭС могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ СПГЭС представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ СПГЭС выполняет следующие функции:

- измерение активной и реактивной электрической энергии в точках учета с нарастающим итогом с дискретностью во времени 30 минут;
- вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии за учетный период;
- вычисление средней активной и реактивной электрической мощности на интервале времени 30 минут;
- периодический или по запросу автоматический сбор и суммирование результатов измерений, привязанных к шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных, энергонезависимая память) и от несанкционированного доступа;
- передачу в организации (участники оптового рынка электрической энергии) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования (включая средства измерений), программного обеспечения и баз данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ СПГЭС;
- диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ СПГЭС;
- ведение системы единого времени АИИС КУЭ СПГЭС (коррекция времени).

АИИС КУЭ СПГЭС включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-89; счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01 классов точности

0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электрической энергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электрической энергии, установленных на объектах, указанных в таблице 2 (5 точек измерений); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - включает в себя сервер ИВК АИИС КУЭ СПГЭС, технические средства организации каналов связи, каналы связи, программное обеспечение.

Первичные фазные токи и напряжения трехфазной сети трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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 сети. 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 сети мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Данные со счетчиков по цифровым интерфейсам при помощи каналообразующей аппаратуры и каналов связи поступают на сервер ИВК, представляющий собой IBM-совместимый компьютер, который обеспечивает вычислительную обработку полученных данных, их хранение и выдачу результатов измерений электрической энергии и мощности в виде таблиц, ведомостей, графиков на видеомонитор. Данные, хранящиеся в ИВК, могут быть переданы другим пользователям по локальной вычислительной сети, выделенным или коммутируемым линиям связи, телефонной или сотовой связи через интернет провайдера.

АИИС КУЭ СПГЭС оснащена СОЕВ, построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК.

Приемник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от приемника меток времени GPS, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени. Корректор времени представляет собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с корректора время и сравнивает это время со своим временем. При расхождении времени сервера и корректора более чем на 60 мс, сервер ИВК корректирует свое время по времени корректора.

ИВК осуществляет коррекцию времени в счетчиках. Сличение времени счетчиков с временем ИВК производится каждые 6 ч, корректировка времени счетчиков производится при расхождении с временем ИВК более чем на ± 2 с.

Счетчики электрической энергии и ИВК фиксируют в своих журналах событий факт коррекции времени с указанием даты и времени коррекции.

Программное обеспечение

Структура программного обеспечения ИВК:

– общесистемное программное обеспечение включает в себя:

- а) операционную систему Windows XP Professional;
- б) WEB-сервер для публикации WEB-документов;
- в) WEB-браузер для просмотра WEB-документов – Microsoft Internet Explorer.

- специальное программное обеспечение включает в себя:
- а) базовое программное обеспечение КТС «Энергия+»;
 - б) дополнительное программное обеспечение КТС «Энергия+»;
 - в) систему управления базами данных Microsoft SQL Server 2005;
 - г) программное обеспечение для нанесения электронной цифровой подписи.

Программное обеспечение реализовано на технологии «клиент-сервер». Серверная часть содержит программы приема и обработки данных, а также SQL-сервер и WEB-сервер. Серверная часть обеспечивает основные функции – прием, обработку, хранение и публикацию данных.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- обработка результатов измерений в соответствии с параметризацией ИВК;
- автоматическая синхронизация времени (внутренних часов ИВК и электросчетчиков).

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программы	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Расчетное ядро	Ядро: Энергия + (файл kernel6.exe)	v.6.3	52CA8101722B8EE633 450DC6E0BCB1D2	MD5
Запись в базу	Запись в БД: Энергия +(файл Writer.exe)	v.6.3	34F7C12452BAFE749 EFCCEDE6170C7288	MD5
Сервер устройств	Сервер устройств: Энергия + (файл IcServ.exe)	v.6.3	3D0CB5F77E7EA353 64D1B99E49D7266	MD5

Метрологические и технические характеристики

Границы допускаемой относительной погрешности дополнительных ИК АИИС КУЭ СПГЭС приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Доверительные границы относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности 0,95

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Границы допускаемой относительной погрешности в диапазоне тока					
		в нормальных условиях, %			в рабочих условиях, %		
		От $0,05 \cdot I_{1н}$ до $0,2 \cdot I_{1н}$	От $0,2 \cdot I_{1н}$ до $1,0 \cdot I_{1н}$	От $1,0 \cdot I_{1н}$ до $1,2 \cdot I_{1н}$	От $0,05 \cdot I_{1н}$ до $0,2 \cdot I_{1н}$	От $0,2 \cdot I_{1н}$ до $1,0 \cdot I_{1н}$	От $1,0 \cdot I_{1н}$ до $1,2 \cdot I_{1н}$
253 – 257	1,0	± 1,9	± 1,3	± 1,1	± 3,1	± 2,7	± 2,6
	0,87	± 2,6	± 1,6	± 1,3	± 3,7	± 3,1	± 3,0
	0,8	± 3,0	± 1,8	± 1,4	± 4,1	± 3,4	± 3,2
	0,71	± 3,6	± 2,0	± 1,6	± 4,7	± 3,7	± 3,5
	0,6	± 4,5	± 2,5	± 1,9	± 5,6	± 4,2	± 3,9
	0,5	± 5,6	± 3,0	± 2,3	± 6,6	± 4,7	± 4,3

Таблица 3 – Доверительные границы относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности 0,95

Номер ИК	Значение $\sin \varphi$	Границы допускаемой относительной погрешности в диапазоне тока					
		в нормальных условиях, %			в рабочих условиях, %		
		От $0,05 \cdot I_{1н}$ до $0,2 \cdot I_{1н}$	От $0,2 \cdot I_{1н}$ до $1,0 \cdot I_{1н}$	От $1,0 \cdot I_{1н}$ до $1,2 \cdot I_{1н}$	От $0,05 \cdot I_{1н}$ до $0,2 \cdot I_{1н}$	От $0,2 \cdot I_{1н}$ до $1,0 \cdot I_{1н}$	От $1,0 \cdot I_{1н}$ до $1,2 \cdot I_{1н}$
253 – 257	1,0	± 2,1	± 1,6	± 1,6	± 4,7	± 4,4	± 4,4
	0,87	± 2,8	± 1,8	± 1,7	± 5,2	± 4,8	± 4,8
	0,8	± 3,2	± 2,0	± 1,9	± 5,6	± 5,0	± 5,0
	0,71	± 3,8	± 2,2	± 2,0	± 6,0	± 5,2	± 5,1
	0,6	± 4,6	± 2,6	± 2,3	± 6,9	± 5,7	± 5,6
	0,5	± 5,7	± 3,2	± 2,6	± 7,8	± 6,2	± 6,0

Примечания к таблицам 2-3:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовая).

2 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

Нормальные условия применения:

- температура окружающего воздуха от 15 до 25 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока $(0,98 - 1,02) \cdot U_{ном}$;
- частота питающей сети переменного тока $(50,00 \pm 0,15)$ Гц;
- коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока не более 2 %;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

Рабочие условия применения:

- температура окружающего воздуха: для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 55 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 % (температуре окружающего воздуха 30 °С);
- атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- параметры сети: напряжение $(0,9 - 1,1) \cdot U_{ном}$; ток $(0,05 - 1,2) \cdot I_{ном}$; частота $(50,0 \pm 0,4)$ Гц; $\cos \varphi \geq 0,5$; для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока не более 10 %;
- индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков) от 0 до 0,5 мТл.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 5 с.

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ СПГЭС измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии - среднее время наработки на отказ - не менее 140 000 ч, средний срок службы - не менее 30 лет;
- трансформаторы тока и напряжения - средняя наработка до отказа – не менее 4 000 000 ч, средний срок службы - не менее 25 лет.
- ИВК - коэффициент готовности - 0,99991, среднее время восстановления - 1 ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности - 0,9998, среднее время восстановления - 10 ч.

Знак утверждения типа

наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – вверху, справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

В состав дополнительных ИК АИИС КУЭ СПГЭС входят средства измерений в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Состав дополнительных ИК АИИС КУЭ СПГЭС

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительного канала			
		Тип	Класс точности	Номер в Госреестре СИ	Кол., шт.
253	РП Антонова Фидер-1007 10 кВ	ТПОЛ-10, 600/5 А	0,5	1261-08	2
		НАМИТ 10-2УХЛ2, 10 000/100 В	0,5	18178-99	1
		СЭТ-4ТМ.03М.01, 100 В, 5(10) А	0,5S/1,0	36697-08	1
254	РП Антонова Фидер-1014 10 кВ	ТПОЛ-10, 600/5 А	0,5	1261-08	2
		НАМИТ 10-2УХЛ2, 10 000/100 В	0,5	18178-99	1
		СЭТ-4ТМ.03М.01, 100 В, 5(10) А	0,5S/1,0	36697-08	1
255	РП Элита Фидер-1001 10 кВ	ТПОЛ-10, 600/5 А	0,5	1261-08	2
		НАМИТ 10-2УХЛ2, 10 000/100 В	0,5	18178-99	1
		СЭТ-4ТМ.03М.01, 100 В, 5(10) А	0,5S/1,0	36697-08	1
256	РП Элита Фидер-1010 10 кВ	ТПОЛ-10, 600/5 А	0,5	1261-08	2
		НАМИТ 10-2УХЛ2, 10 000/100 В	0,5	18178-99	1
		СЭТ-4ТМ.03М.01, 100 В, 5(10) А	0,5S/1,0	36697-08	1
257	РП Волжский Фидер-612 6 кВ	ТПОЛ-10, 600/5 А	0,5	1261-08	2
		3×ЗНОЛ.06-6УЗ, 6 000/100 В	0,5	3344-08	1
		СЭТ-4ТМ.03М.01, 100 В, 5(10) А	0,5S/1,0	36697-08	1

Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице. Замена оформляется актом в порядке, установленном на ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей». Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Комплектность АИИС КУЭ СПГЭС с изменением № 1 должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ СПГЭС.

Поверка

осуществляется по документу НЕКМ.421451.118 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменением №1. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 10 декабря 2012 г.

Перечень основных средств поверки, применяемых при поверке:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1$ °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: от 15 до 300 В $\pm 0,2$ %; от 15 до 150 мВ $\pm 2,0$ %. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: от 0,05 до 0,25 А $\pm 1,0$ %; от 0,25 до 7,5 А $\pm 0,3$ %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;
- радиочасы РЧ-011/2. Погрешность синхронизации шкалы времени $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ СПГЭС с Изменением № 1. НЕКМ.421451.118 МВИ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

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

Рекомендации по областям применения в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО НТП «Энергоконтроль».

442963, Россия, г. Заречный, Пензенской обл., ул. Ленина, 4а; www.energocontrol.ru

Тел. (8412) 61-39-82. Тел./факс (8412) 61-39-83., E-mail: kontrol@kontrol.e4u.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2013 г.