

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности СП "ТЭЦ-3" Омского филиала ОАО "ТГК-11" ПГУ-90 ТГ-1,2,3

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности СП "ТЭЦ-3" Омского филиала ОАО "ТГК-11" ПГУ-90 ТГ-1,2,3 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности в точках измерения СП "ТЭЦ-3" Омского филиала ОАО "ТГК-11" ПГУ-90 ТГ-1,2,3, сбора, хранения и обработки 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 задачи:

- 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;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электроэнергии;
- 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, 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 контроллеры сетевые индустриальные Сикон С70 (№ 28822-05 в Государственном реестре средств измерений) и Сикон С10 (№ 21741-03 в Государственном реестре средств измерений), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

Между уровнями ИИК и ИВКЭ организованы каналы связи при помощи интерфейса RS-485, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВКЭ.

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.

В качестве средства связи между Сикон С70 и Сикон С10 организован канал посредством интерфейса RS-485 по протоколу Profibus.

3-й уровень – комплекс информационно-вычислительный ИКМ-Пирамида (ИВК) (№ 21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя специализированное программное обеспечение «Пирамида 2000» производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии», каналы связи, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-1 (№ 28716-05 в Государственном реестре средств измерений) и автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

С уровня ИВКЭ на уровень ИВК информация передается по сети Ethernet.

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 интервалов времени и синхронизацию 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 трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые совместно с первичными напряжениями 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 RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД).

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

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-1 с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы УСВ-1 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. Время сервера синхронизировано со временем УСВ-1. Сервер осуществляет коррекцию времени каждого из УСПД. Сличение времени сервера со временем УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков (Сикон С70 для ИИК № 1 - 3, Сикон С10 для ИИК № 4). Сличение времени УСПД со временем счетчиков осуществляется каждые 30 мин, корректировка выполняется при достижении расхождения времени  $\pm 3$  с.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает  $\pm 5$  с.

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

В АИИС КУЭ используется прикладное программное обеспечение «Пирамида 2000» (ПО).

Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

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.

ПО 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
Расчет групп	PClients.dll	1.0.0.7	2D6D8E8E	CRC32
Расчёт текущих значений	PCurrentValues.dll	1.0.0.0	25B97960	CRC32
Заполнение отсутствующего профиля	PFillProfile.dll	1.0.0.0	2B4E9E9	CRC32
Фиксация данных	PFixData.dll	1.0.0.0	4282F57	CRC32
Расчёт зафиксированных показаний из профиля мощности	PFixed.dll	1.0.0.0	26FD6509	CRC32
Расчёт базовых параметров	PProcess.dll	2.0.2.0	B4311A2C	CRC32
Замещение данных	PReplace.dll	1.0.0.0	EFFB32DE	CRC32
Расчёт целочисленного профиля	PRoundValues.dll	1.0.0.0	2D196BBA	CRC32
Расчёт мощности/энергии из зафиксированных показаний	PValuesFromFixed.dll	1.0.0.0	A1A66B62	CRC32
Драйвер для счётчиков СЭТ-	SET4TM02.dll	1.0.0.6	E599C59D	CRC32

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
4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.02				
Драйвер для счётчиков ЕвроАЛЬФА	ABB.dll	1.0.0.9	ACCB9222	CRC32
Драйвер для контроллеров типа СИКОН	SiconS10.dll	-	CAC01D01	CRC32

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и основные метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Метрологические характеристики и состав ИК АИИС КУЭ.

№ ИК	Наименование присоединения	Состав первого уровня ИК			УСПД/ИВК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТГ-1	ТЛШ-10 4000/5 к.т. 0,5S № Госреестра 47957-11	ЗНОЛП-6 6300/√3/ 100/√3 к.т. 0,5 № Госреестра 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0 № Госреестра 36697-12	Сикон С70 № Госреестра 28822-05/ «Пирамида 2000» № Госреестра 21906-11	активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,8 ±5,7
2	ТГ-2	ТЛШ-10 4000/5 к.т. 0,5S № Госреестра 47957-11	ЗНОЛП-6 6300/√3/ 100/√3 к.т. 0,5 № Госреестра 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0 № Госреестра 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,8 ±5,7
3	ТГ-3	ТШЛ-10 3000/5 к.т. 0,5S № Госреестра 47957-11	ЗНОЛП-6 6300/√3/ 100/√3 к.т. 0,5 № Госреестра 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0 № Госреестра 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,8 ±5,7

№ ИК	Наименование присоединения	Состав первого уровня ИК			УСПД/ИВК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Q-1ГТ	ТОЛ-35 Ш-IV 1000/5 к.т. 0,5S № Госреестра 34016-07	НОМ-35 35000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5 № Госреестра 187-70	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0 № Госреестра 36697-12	Сикон С10 № Госреестра 21741-03/ «Пирамида 2000» № Госреестра 21906-11	активная реактивная	±1,2 ±2,4	±5,8 ±5,7

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 (0,95 – 1,05) Уном; ток (1 – 1,2) Ином,  $\cos \varphi = 0,8$  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 49,8 до 50,2 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

• параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,05 – 1,2) Ином;  
0,5 инд <  $\cos \varphi$  < 0,8 емк;

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока (50 ± 0,4) 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. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Глубина хранения информации:

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

6. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство сбора и передачи данных - 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 70000 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 принтером.

#### **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	4	
Трансформатор тока ТЛШ-10	6	
Трансформатор тока ТШЛ-10	3	
Трансформатор тока ТОЛ-35 III-IV	3	
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6	9	
Трансформатор напряжения НОМ-35	3	
Контроллер сетевой промышленный Сикон С70	1	
Контроллер сетевой промышленный Сикон С10	1	
Комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида»	1	
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1	
Специализированное программное обеспечение «Пирамида 2000»	1	
Методика поверки ИЭН 1990РД-13.01МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1990РД-13.ИЭ	1	
Паспорт ИЭН 1990РД-13.ПС	1	

#### **Поверка**

Осуществляется по документу ИЭН 1990РД-13.01.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности СП "ТЭЦ-3" Омского филиала ОАО "ТГК-11" ПГУ-90 ТГ-1,2,3 Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 04.03.2013 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√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;

- 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.411152.145 РЭ;
- для контроллера сетевого индустриального Сикон С70 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 220.00.000 И1;
- для контроллера сетевого индустриального Сикон С10 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 180.00.000 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»;
- Вольтамперфазометр «Ретометр»;
- 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 МЭС 1123РД-12.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.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка»  
153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5,  
e-mail: [askue@ien.ru](mailto:askue@ien.ru), тел/факс: 8 (4932) 23-02-30.

**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 № 30118-11 от 08.08.2011.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_»\_\_\_\_\_2013 г.