



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.118.A № 50114

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии и мощности ПРК с ГТУ-16 МВт
ОАО "ТГК-11"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 32

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Открытое акционерное общество "Ивэлектроналадка", г. Иваново

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52953-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

ИЭН 1959РД-12.01.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **12 марта 2013 г. № 211**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 008961

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11», 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 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;
- 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) 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.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных типа «Сикон С70» (№ 28822-05 в Государственном реестре средств измерений), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы. УСПД

«Сикон С70» содержит в своём составе приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования

Между уровнями ИВКЭ и ИВК с помощью волоконно-оптической связи организованы каналы связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВК в ИВКЭ.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения («Пирамида 2000», производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии», (№21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (№41681-10 в Государственном реестре средств измерений), автоматизированного рабочего места персонала (АРМ).

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 ИА-СУ 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 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 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 (сервер БД).

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.

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.

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 корректуре.

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 «Пирамида 2000» 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	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
ПО «Пирамида 2000»	программа автоматизированного сбора	SCPAuto.exe	1.0.0.0	808D3D62	CRC32
	программа синхронизации времени устройств и сервера	TimeSynchro.exe	1.0.0.0	A8E1E901	CRC32
	программа планировщик заданий (расчеты)	Sheduler.exe	2.0.0.0	27DC4514	CRC32
	Канальная программа для опроса УСПД СИКОН	RecEx.exe	1.0.0.0	D268CC66	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Метрологические характеристики и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК 1-го уровня			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ЛЭП 35 кВ 3525	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; № Госреестра 46101-10	НАМИ-35; 35000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 19813-09	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
2	ЛЭП 35 кВ 3526	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; № Госреестра 46101-10	ЗНОМ-35-65; 35000/√3/100/√3, к.т. 0,5; № Госреестра 912-07	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ЛЭП 35 кВ 3594	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; № Госреестра 46101-10	НАМИ-35; 35000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 19813-09	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
4	ЛЭП 35 кВ 3595	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; № Госреестра 46101-10	ЗНОМ-35-65; 35000/√3/100/√3, к.т. 0,5; № Госреестра 912-07	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
5	ТГ-1	ТЛП-10-1; 2000/1; к.т. 0,2S; № Госреестра 30709-11	ЗНОЛ; 6000/√3/100/√3, к.т. 0,5; № Госреестра 46738-11	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,8 ±1,3	±2,8 ±3,5
6	ОРУ- 35кВ Т1	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; № Госреестра 46101-10	ЗНОМ-35-65; 35000/√3/100/√3, к.т. 0,5; № Госреестра 912-07	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
7	ОРУ- 35кВ Т2	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; № Госреестра 46101-10	НАМИ-35; 35000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 19813-09	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
8	ОРУ- 35кВ Т3	ТОЛ-35; 600/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 21256-07	НАМИ-35; 35000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 19813-09	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
9	МСМВ- 35 кВ	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; № Госреестра 46101-10	НАМИ-35; 35000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 19813-09	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
10	РУ-6 кВ. Т1, яч.№1	ТЛО-10; 1500/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 25433-11	НОЛП-6; 6000/√3/100/√3, к.т. 0,5; № Госреестра 49075-12	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
11	РУ-6 кВ. Т2, яч.№29	ТЛО-10; 1500/5; к.т. 0,5S; № Госреестра 25433-11	НОЛП-6; 6000/√3/100/√3, к.т. 0,5; № Госреестра 49075-12	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
12	ГРУ-6 кВ, яч.Т3	ТЛП-10-1; 2000/5; к.т. 0,2S; № Госреестра 30709-11	ЗНОЛ; 6000/√3/100/√3, к.т. 0,5; № Госреестра 46738-11	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	±0,8 ±1,3	±2,8 ±3,5

1	2	3	4	5	6	7	8
13	ГРУ-6 кВ, яч.ТСН	ТЛО-10; 300/5; к.т. 0,2S; № Госреест- ра 25433-11	ЗНОЛ; 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, к.т. 0,5; № Госреестра 46738-11	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,3$	$\pm 2,8$ $\pm 3,5$
14	КРУ-6 кВ яч.№2	ТЛО-10; 1500/5; к.т. 0,5S; № Госреест- ра 25433-11	НАМИ-10; 6000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 11094-87	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 1,5$	$\pm 5,6$ $\pm 5,2$
15	КРУ-6 кВ яч.№24	ТЛО-10; 1500/5; к.т. 0,5S; № Госреест- ра 25433-11	НАМИ-10; 6000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 11094-87	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 1,5$	$\pm 5,6$ $\pm 5,2$
16	КРУ-6 кВ яч.№25	ТЛО-10; 150/5; к.т. 0,5S; № Госреест- ра 25433-11	НАМИ-10; 6000/100, к.т. 0,5; № Госреестра 11094-87	EPQS к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 25971-06	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 1,5$	$\pm 5,6$ $\pm 5,2$

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) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ 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.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- 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 (0,05 – 1,2) $I_{ном}$, $0,5 \text{ инд} < \cos\varphi < 0,8 \text{ емк}$;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 9 при температуре окружающего воздуха 30°С;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии и по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной энергии;

6. 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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- 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 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации 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 EPQS	16	
Трансформатор тока ТВ	21	
Трансформатор тока ТЛО-10	18	
Трансформатор тока ТЛП-10-1	6	
Трансформатор тока ТОЛ-35	3	
Трансформатор напряжения НАМИ-35	1	
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	3	
Трансформатор напряжения НАМИ-10	3	
Трансформатор напряжения ЗНОЛ	3	
Трансформатор напряжения НОЛП-6	2	
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1	
Контроллер Сикон С70	1	
Комплекс информационно-вычислительный ПО «Пирамида 2000»	1	
Методика поверки ИЭН 1959РД-12.01.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1959РД-12.01.ИЭ	1	
Паспорт ИЭН 1959РД-12.01.ПС	1	

Поверка

Осуществляется в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11» ИЭН 1959РД-12.01.МП Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 15.01.2013 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии EPQS по документу «Счетчики многофункциональные электрической энергии EPQS. Методика поверки РМ-1039597-26:2002».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений ИЭН 1959РД-12.01.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 Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

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, 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 № 30118-11 от 08.08.2011.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

м.п.

«___» _____ 2013 г.