

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «ТГК-5» Новочебоксарской ТЭЦ-3 генератор № 7

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «ТГК-5» Новочебоксарской ТЭЦ-3 генератор № 7 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной ОАО «ТГК-5» Новочебоксарской ТЭЦ-3 генератором № 7, 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;
- 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), состоящий из трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746, трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,2, по ГОСТ 1983, счетчиков электрической энергии класса точности 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323 для активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электрической энергии, установленных на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), состоящий из устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполненного на основе контроллера RTU-325 (№ 37288-08 в Государственном реестре средств измерений), в котором осуществляется первичная обработка параметров энергопотребления, вычислительные операции, накопление результатов за определенный период времени и передача информации на уровень ИВК.

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 – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения (пакет Альфа Центр-SE, № 44595-10 в Государственном реестре средств измерений), маршрутизатора, включающий в себя каналаобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени ССВ-1Г (№ 39485-08 в Государственном реестре средств измерений), автоматизированного рабочего места персонала (АРМ).

Между уровнями ИИК и ИВК с помощью контроллера RTU-325 организован канал связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВК.

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 синхронизацию времени от СОЕВ.

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:

– 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. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенному каналу до сети провайдера (основной канал) или через канал сотовой связи (резервный канал).

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающий в себя устройство синхронизации времени (ССВ-1Г) с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Часы ССВ-1Г синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. ССВ-1Г осуществляет коррекцию внутренних часов сервера и счетчиков. Коррекция показаний часов счетчиков производится автоматически при рассогласовании с показаниями часов ССВ-1Г более чем на  $\pm 2$  с.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает  $\pm 5$  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;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

## Программное обеспечение

Прикладное программное обеспечение (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 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
Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	3.17.00	94b754e7dd0a5765 5c4f6b8252af7a6	MD5
драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.17.00	dcb23b1d6928e634 2f1a5e582e4dedd6	MD5
драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.17.00	d101fde02a5fcdb6db c72f2a2131cdb4a	MD5
драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.9.00	5e9a48ed75a27d10 c135a87e77051806	MD5
Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcb ba400eeae8d0572c	MD5
библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	-	b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	MD5
Коммуникатор	trtu.exe	3.17.00	5ece2205a12b166c 61134851ed238464	MD5
Альфа Центр графическая оболочка	ifrun60.EXE	6.0.8.14.1	abf85cc68f002f3f4 4fd52631ffcd3ed	MD5
Диспетчер задач	ACTaskManager.exe	2.1.2621.23038	82a64e23b26bf5ca 46ca683b0ef25246	MD5

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2

№ ИК	Наименование присоединения	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.	Генератор ТЭЦ-3 Г7, 10,5 кВ	AON-F 8000/5 к.т. 0,5S № в Госреестре 43946-10	UKM 24/3 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5 № в Госреестре 43945-10	A1802RAL-P4G-DW4 к.т. 0,2S/0,5 № в Госреестре 31857-11	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 5,4$ $\pm 2,9$

**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:

- температура окружающего воздуха (21 – 25) °C;
- 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 49,6 до 50,4 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия:

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °C; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °C;
- 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.

6 Замена оформляется актом в установленном в ОАО «ТГК-5» Новочебоксарской ТЭЦ-3 порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Надежность системных решений:

- Резервирование питания Сервера с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – рынка электроэнергии по электронной почте;

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 140000 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 верхнюю часть титульного листа руководства по эксплуатации принтером.

## Комплектность средства измерений

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

Таблица 3

Наименование изделия	Кол-во, шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии A1802RAL-P4G-DW4	1	
Трансформатор тока AON-F	3	
Трансформатор напряжения UKM 24/3	3	
Контроллер RTU-325	1	
Сервер БД	1	
Устройство синхронизации времени ССВ-1Г	1	
Комплекс информационно-вычислительный ПО Альфа Центр-SE	1	
Методика поверки ИЭН 1966РД-13.000.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1966РД-13.000.ИЭ	1	
Паспорт ИЭН 1966РД-13.000.ПС	1	

## Проверка

Осуществляется по документу ИЭН 1966РД-13.000.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «ТГК-5» Новочебоксарской ТЭЦ-3 генератор № 7. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 16.08.2013 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 A1802RAL-P4G-DW4 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные АЛЬФА А1800 ДЯИМ.411152.018 МП»;
- для устройства сбора и передачи данных RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП»;
- 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 точного времени РСТВ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 40586-12;
- 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 1966РД-13.000.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.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка»  
Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5  
Почтовый адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, 90  
тел/факс: (4932) 29-88-20. e-mail: [office@ien.ru](mailto:office@ien.ru), [www.ien.ru](http://www.ien.ru).

### **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.

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_ 2013 г.