

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 854 от 07.05.2018 г.)

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 ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ТЭЦ-1 АО «Томская генерация», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую 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), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и 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 «Контроллер сетевой индустриальный Сикон С70» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

Между уровнями ИВКЭ и ИВК организованы каналы связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений от ИВКЭ в ИВК.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения («Пирамида 2000», производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии», (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 21906-11), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных АИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41681-10), 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 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.

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.

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, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем - третьем уровне АИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

АИС 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. Часы сервера синхронизируются с часами УСВ-2 не реже 1 раза в час при достижении рассогласования времени более чем на ± 1 с. Сервер осуществляет коррекцию внутренних часов УСПД при рассогласовании с показаниями часов сервера более чем на ± 2 с. УСПД осуществляет коррекцию внутренних часов счетчиков при рассогласовании с показаниями часов УСПД более чем на ± 2 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;
- УСПД;
- сервера;

б) защита информации на программном уровне:

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

Программное обеспечение

Прикладное программное обеспечение «Пирамида 2000» защищено от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Уровень защиты - «Высокий», согласно Р 50.2.077-2014.

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии файла (идентификационный № файла; цифровой идентификатор)	1.0.0.0 (SCPAuto.exe; 808D3D62) 1.0.0.0 (TimeSynchro.exe; A8E1E901) 2.0.0.0 (Sheduler.exe; 27DC4514) 1.0.0.0 (RecEx.exe; D268CC66)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC32

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Метрологические характеристики и состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК 1-го уровня			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЛЭП 35 кВ 3525	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; Рег. № 46101-10	НАМИ-35; 35000/100, к.т. 0,5; Рег. № 19813-09	EPQS к.т. 0,5S/1,0; Рег. № 25971-06	Сикон C70 Рег. № 28822-05	Активная Реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
2	ЛЭП 35 кВ 3526	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; Рег. № 46101-10	3НОМ-35-65; 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; Рег. № 912-07	EPQS к.т. 0,5S/1,0; Рег. № 25971-06		Активная Реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
3	ЛЭП 35 кВ 3594	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; Рег. № 46101-10	НАМИ-35; 35000/100, к.т. 0,5; Рег. № 19813-09	EPQS к.т. 0,5S/1,0; Рег. № 25971-06		Активная Реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
4	ЛЭП 35 кВ 3595	ТВ; 600/5; к.т. 0,5; Рег. № 46101-10	3НОМ-35-65; 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; Рег. № 912-07	EPQS к.т. 0,5S/1,0; Рег. № 25971-06		Активная реактивная	±0,9 ±1,5	±5,6 ±5,2
5	ТГ-1	ТЛП-10-1; 2000/1; к.т. 0,2S; Рег. № 30709-11	ЗНОЛ; 6300/ $\sqrt{3}$ /110/ $\sqrt{3}$, к.т. 0,5; Рег. № 46738-11	EPQS к.т. 0,5S/1,0; Рег. № 25971-06		Активная Реактивная	±0,8 ±1,3	±2,8 ±3,5

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с.

Примечания:

- Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.
- В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 3 - Технические характеристики

Нормальные условия измерений	
параметры сети: напряжение	(0,98-1,02) Uном
ток	(1-1,2) Iном
cosφ	0,9 инд
температура окружающего воздуха	от +21 до +25 °C
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
Рабочие условия измерений	
параметры сети: напряжение	(0,9-1,1) Uном
ток	(1-1,2) Iном
cosφ	0,9 инд
температура окружающего воздуха	от +21 до +25 °C
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 0,5 мТл
Глубина хранения информации	
- счетчик электрической энергии:	тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток
-УСПД:	суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - не менее 45 суток
- ИВК:	хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет
Надежность применяемых в системе компонентов	
- счетчик электрической энергии:	среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 3 суток
- УСПД:	среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 24 часов
- сервер:	среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, если заказчик не претендует на изменение (улучшение) указанных в описании типа АИС КУЭ метрологических характеристик ИК системы. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта АИИС КУЭ принтером.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование изделия	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии	EPQS	5
Трансформатор тока	ТВ	12
Трансформатор тока	ТЛП-10-1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Контроллер сетевой индустриальный	Сикон С70	1
Комплекс информационно-вычислительный	ПО «Пирамида 2000»	1
Методика поверки	ИЭН 1959РД-12.01 МП с Изменением №1	1
Инструкция по эксплуатации	ИЭН 1959РД-12.01.ИЭ	1
Паспорт	ИЭН 1959РД-12.01.ПС	1

Проверка

осуществляется по документу ИЭН 1959РД-12.01 МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11» Методика поверки (с Изменением 1)», утвержденному ФБУ «Марийский ЦСМ» 29.01.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;

- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 ПГ ±0,1 мкс, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 40586-09);

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающие определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ИЭН 1959 РД-13.000.МИ «Методика измерений количества электрической энергии и мощности, с использованием АИИС КУЭ ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11» (АИИС ТГК-11 «Томская ТРК»), номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.34.2013.14687

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ПРК с ГТУ-16 МВт ОАО «ТГК-11»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Ивэлектроналадка» (АО «Ивэлектроналадка»)
ИНН 3729003630
Адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5
E-mail: askue@ien.ru
Телефон (факс): 8(4932) 230-230, 8(4932) (29-88-22)

В части модернизации АИИС КУЭ
Общество с ограниченной ответственностью «ОПТОХРОМ» (ООО «ОПТОХРОМ»)
ИНН 1215175884
Адрес: Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Эшкинина, д. 25, оф. 92
E-mail: optochrom@mail.ru
Телефон (факс): 8(8362) 23-24-08

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в республике Марий Эл» (ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3
Телефон (факс): 8 (8362) 41-20-18, 8 (8362) (41-16-94)
Web-сайт: www.maricsm.ru
E-mail: gost@maricsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16.02.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.