

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» августа 2021 г. № 1870

Регистрационный № 44341-10

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности за установленные интервалы времени, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по генерации, отпуску и потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений активной и реактивной электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 минут);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованиям повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача организациям-участникам оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ построена на базе комплекса программно-технического измерительного (ПТК) ЭКОМ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 19542-05.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – 14 измерительно-информационных комплексов точек измерения электроэнергии (ИИК ТИ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2015;
- измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2015;
- многофункциональных счетчиков активной и реактивной электрической энергии (счетчики).

Второй уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в состав которого входят:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000, оснащенное устройством синхронизации времени.

Третий уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который состоит из:

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ), оснащенных специализированными программными комплексами (ПК) «Энергосфера» из состава ПТК ЭКОМ.

Система обеспечения единого времени на базе GPS-приемника сигналов точного времени обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчетов средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТИ;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналу событий;
- периодическую синхронизацию времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- обработку результатов измерений, в том числе умножение на коэффициенты трансформации используемых трансформаторов тока и напряжения;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС КУЭ;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в АО «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в АО «АТС» по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ АО «АТС» к информации АИИС КУЭ в рамках процедуры технического контроля.

СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних часов счетчиков ИИК ТИ, УСПД и сервера баз данных. Синхронизация системного времени с календарным обеспечивается с помощью встроенного в УСПД ЭКОМ-3000 устройства синхронизации времени, выполненного на основе GPS-приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется каждые 2 минуты, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется при каждом сеансе связи каждые 30 минут, корректировка времени счетчиков при расхождении ± 3 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и УСПД ЭКОМ-3000 отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент непосредственно предшествующий корректировке.

К средству измерений данного типа относится система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ, заводской номер 01. Заводской номер нанесен в Разделе 2 Формуляра 103.1.02.ЭТ.ФО типографским способом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО	6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИИК ТИ	Номер ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта (электростанция, подстанция) наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.14 Гр.Сборка 1, ГПП-4 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-04	HPE Proliant DL360 Gen10
	2	реактивная прием						
	3	реактивная отдача						
2	4	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.12 ПС-1-А 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
	5	реактивная прием						
	6	реактивная отдача						
3	7	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.4 ПС-3 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
	8	реактивная отдача						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	21	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.11 ТГ-4 6кВ	ТЛШ-10 1000/5 КТ 0,5S Пер. № 11077-07	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	ЭКОМ-3000, Пер. № 17049-04	HPE Proliant DL360 Gen10
	22	реактивная прием						
11	23	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.30 ТГ-5 6кВ	ТЛШ-10 1000/5 КТ 0,5S Пер. № 11077-07	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
	24	реактивная прием						
20	41	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.20 Т-1 6кВ	ТЛШ-10 2000/5 КТ 0,5S Пер. № 11077-07	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
	42	активная отдача						
	43	реактивная прием						
	44	реактивная отдача						
21	45	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.6 Т-2 6кВ	ТЛШ-10 2000/5 КТ 0,5S Пер. № 11077-07	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
	46	активная отдача						
	47	реактивная прием						
	48	реактивная отдача						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	49	активная прием	ПТЭЦ ВЛ-110кВ Хромпик-1	JKF 123/245 400/5 КТ 0,5S Рег. № 36507-07	НКФ-110-57ХЛ1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-04	HPE Proliant DL360 Gen10
	50	активная отдача						
	51	реактивная прием						
	52	реактивная отдача						
23	53	активная прием	ПТЭЦ ВЛ-110кВ Хромпик-2	JKF 123/245 400/5 КТ 0,5S Рег. № 36507-07	НКФ-110-57ХЛ1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
	54	активная отдача						
	55	реактивная прием						
	56	реактивная отдача						

Примечания:

1 Передаточное число счетчика 5000 имп/кВт·ч (имп/квар·ч).

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется в соответствии с требованиями МИ 2999-2018.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения энергии, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности отсчета текущего времени, с	± 5
Доверительные границы относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности, %, при доверительной вероятности 0,95: - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности	$\pm 1,0$ $\pm 1,1$
Примечание - Представленное значение погрешности ИК получено расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: токи и напряжения на входе счетчика ИК равны номинальным, условия эксплуатации - нормальные, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел погрешности для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 25-26-2021.	

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	38
Условия эксплуатации АИИС КУЭ: - температура окружающей среды для измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии и УСПД	в соответствии с эксплуатационной документацией
- температура окружающей среды для сервера баз данных	в соответствии с нормальными условиями по ГОСТ 22261-94

Продолжение таблицы 4

1	2
Электропитание оборудования АИИС КУЭ от стандартной сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	220 50
Потребляемая мощность: - счетчик электрической энергии - УСПД - сервер баз данных	согласно эксплуатационной документации от 25 до 60 В·А согласно эксплуатационной документации
Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ: - средняя наработка до отказа, ч, для счетчиков типа: - СЭТ-4ТМ.03 - СЭТ-4ТМ.03М - средний срок службы, лет, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М - время восстановления, ч, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М - наработка на отказ УСПД, ч, не менее - средний срок службы УСПД, лет	90000 165000 30 2 75000 30
Глубина хранения информации: Счетчик электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	100 10
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу (функция автоматизирована), сут - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	100 3
ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений	за весь срок эксплуатации системы

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

а) в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

б) в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

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.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной и эксплуатационной документацией на АИИС КУЭ. В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 25-26-2021. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	27 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57ХЛ1	6 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	10 шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	14 шт.
Трансформатор тока	JKF 123/245	6 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	10 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных с GPS-приемником сигналов точного времени	ЭКОМ-3000	1 шт.
Программный комплекс	«Энергосфера»	1 шт.
Формуляр	103.1.02.ЭТ.ФО	1 экз.
Инструкция по эксплуатации КТС	103.1.01.ЭТ.ИЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 25-26-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в Разделе 3.1 Формуляра 103.1.02.ЭТ.ФО.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ

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

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «Телемеханик» (ООО НПФ «Телемеханик»)

ИНН 6661055401

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, 83, оф. 403

Телефон: +7 (343) 234-63-05, +7 (343) 234-63-02

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал ФГУП «Всероссийского научно-исследовательского института метрологии им. Д.И.Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ - филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.