

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ОАО «УралАТИ», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (рег. № 64242-16) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные 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 мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. СОЕВ оснащена УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ-3 не более $\pm 0,5$ с. УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражает: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕД976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-12 6кВ, РУ-6кВ, 2сш 6кВ, яч.6	ТПЛ-10-М-1 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
2	ТП-9 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
3	ТП-2 6/0,4кВ,РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
4	ТП-10 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ яч.6	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
5	ТП-5 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ТП-11 6кВ, РУ-6кВ, яч.1	ТПОЛ-10-3 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
7	ТП-1 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
8	ТП-10 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
9	ТП-10 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
10	ТП-11 6кВ, РУ-6кВ, яч.10	ТПОЛ-10-3 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
11	ТП-1 6/0,4кВ, РУ-0,4, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
12	ТП-5 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ТП-12 6кВ, РУ-6кВ 1сш, яч.5	ТПЛ-10-М-1 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
14	ТП-9 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
15	ТП-2 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
16	ТП-15 6кВ, РУ-6кВ, 1сш 6кВ, яч.7	ТПОЛ-10-3 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
17	ТП-15 6кВ, РУ-6кВ, 2сш 6кВ, яч.14	ТПОЛ-10-3 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
18	ТП-5А 6/0,4кВ, 1ЩСУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
19	ТП-5А 6/0,4кВ, 1ЩСУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 1673-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	Щит АВР 0,4кВ ф.ОАО «МТС»	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 15/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 20 от плюс 5 до плюс 35 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ-3 на аналогичное оборудование утвержденного типа.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.04 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000 140000 2 70000 1 45000
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-1 У2	4
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66 У2	36
Трансформатор тока	ТПОЛ-10-3 У3	8
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	14
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 095-2019	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.150-ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 095-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ». Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 04.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018. «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00 – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованному с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.04 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки» М08.112.00.000 МП, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»
(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, 9/ Красноармейская, 26

Телефон: 8(343) 310-70-80

Факс: 8(343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»
(ООО «Стройэнергетика»)
Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4
Телефон: 8(903) 252-16-12
E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8(495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.