

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июля 2026 г. № 1498

Регистрационный № 99039-26

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (ИВКЭ) в отношении ИК №№ 1...21, 27...29, 33...35, 37, 40 реализован на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) типа МИР УСПД-01, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройства синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) на базе радиочасов МИР РЧ-02, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ) и программное обеспечение (далее по тексту – ПО) программный комплекс (далее по тексту – ПК) «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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 ИК №№ 22...26, 30...32, 36, 38, 39 поступает на сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – третьего уровня системы, цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1...21, 27...29, 33...35, 37, 40 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД. С УСПД данные передаются по каналу связи на уровень ИВК.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

УСПД синхронизируются от уровня ИВК. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1...21, 27...29, 33...35, 37, 40 и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с (параметр программируемый).

Сравнение шкалы времени счетчиков ИК №№ 22...26, 30...32, 36, 38, 39 со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 3 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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

Заводской номер (№ 001) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике типографским способом в виде

цифрового кода на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» 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 «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ EnergyRes.msi	Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.5	2.0.9.0
Цифровой идентификатор ПО	55a532c7e6a3c30405d702554617f7bc	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7b bc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5

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

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Кирова-Западная, ввод 0,4 кВ ТСН1	ТОП-0,66 У3 Кл.т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 44142-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
2	ПС 110 кВ Кирова-Западная, ЗРУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, ввод 6 кВ Т1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 2473-05	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 КТН 6300/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	ПС 110 кВ Кирова-Западная, ввод 0,4 кВ ТСН2	ТОП-0,66 У3 Кл.т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 44142-11	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
4	ПС 110 кВ Кирова-Западная, ЗРУ -6 кВ, 1 секция 6 кВ, ВЛ -6 кВ ф.6-13-СКВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 2473-69	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 КТН 6300/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 6 кВ ш. Комсомолец (ПС-9), РУ-0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, АВ 201, КЛ-0,4 кВ Котельная №20	ТТИ Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
6	РП-4 6 кВ ш.7 Ноября, ЗРУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-9-КОТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
7	РП-4 6 кВ ш.7 Ноября, ЗРУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-3-Б	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22192-03	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
8	РП-4 6 кВ ш.7 Ноября, ЗРУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-18- КОТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
9	РП-4 6 кВ ш.7 Ноября, ЗРУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-20- ЖД	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
10	РП-4 6 кВ ш.7 Ноября, ЗРУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-28- МЦ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
11	ПС 35 кВ ш. Польсаевская (ПС-12), ЗРУ-6-1 6 кВ, 1 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-13- БЫТ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 6 кВ ш. Полысаевская (ПС - 909), ЗРУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-1-Ж	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
13	ПС 6 кВ ш. Полысаевская (ПС - 909), ЗРУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-16-Б	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
14	ПС 110 кВ Кирова- Западная, ЗРУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, ввод 6 кВ Т2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-05	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
15	ПС 6 кВ ш. Комсомолец (ПС-9), ЗРУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-19- БЫТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
16	ПС 110 кВ Новоленинская, ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.6-34-ЖБИ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 3,3$ $\pm 5,9$
17	ПС 35 кВ ш.Кирова (ПС-3), ввод 6 кВ Т1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
18	ПС 35 кВ ш.Кирова (ПС-3), ввод 6 кВ Т2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн 6300: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 35 кВ Лог Широкий (ПС-32), ОРУ-35 кВ, 1 секция 35 кВ, ВЛ-35 кВ ВЛ 35-Б-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47124-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 78303-20	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
20	ПС 35 кВ Озерная (ПС-111), ОРУ-35 кВ, 1 секция 35 кВ, отпайка ВЛ-35 Заречная-Никитинская-1	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 78303-20	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
21	ПС 35 кВ Озерная (ПС-111), ОРУ-35 кВ, 2 секция 35 кВ, отпайка ВЛ-35 Заречная-Никитинская-2	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 78303-20	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
22	ТП-851 УДиУМ 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш 0,4 кВ, АВ-105 КНС, КЛ-0,4 кВ	ТС Кл.т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 26100-03	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	-/ МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
23	ТП-851 УДиУМ 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш 0,4 кВ, АВ-201 КНС, КЛ-0,4 кВ	ТС Кл.т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 26100-03	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
24	РЩ-0,4 кВ БС №255, ввод 0,4 кВ	-	-	МИР С-04 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15		активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,4 ±6,6
25	ШУ 0,4 кВ БС №57, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	ТП-810 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТИ Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 42459-09	-/ МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
27	ПС 35 кВ Кирова Новая (ПС-112), ЗРУ-35 кВ, 1 секция 35 кВ, отпайка ВЛ-35 кВ Заречная-ш.7-ое Ноября-1	ТЛО-35 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
28	ПС 35 кВ Кирова Новая (ПС-112), ЗРУ-35 кВ, 2 секция 35 кВ, отпайка ВЛ-35 кВ Заречная- ш.7-ое Ноября-2	ТЛО-35 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
29	РП-4 6 кВ ш.7 Ноября, ЗРУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6-5-ГЭС	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 70747-18	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
30	ЦР-0,4 кВ МеталлТрейд, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	-/ МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
31	РУ-0,4 кВ Стройцех, ввод 0,4 кВ	-	-	МИР С-04 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15		активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,4 ±6,6
32	ТП-811 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 81837-21	-	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	РЩ-0,4 кВ БС №159N, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,4 ±6,6
34	РЩ-0,4 кВ БС № 42414, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	/ МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,4 ±6,6
35	РЩ-0,4 кВ БС №46545, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,4 ±6,6
36	РЩ-0,4 кВ БС №44574, ввод 0,4 кВ	-	-	СЕ 303 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 33446-08	-/ МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,4 ±6,6
37	РЩ-0,4 кВ БС №42.193, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±3,4 ±6,6
38	ПКТП 6 кВ водозаборные скважины, ввод 0,4 Т -1	ТОП Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	-/ МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
39	ПКТП 6 кВ освещение автодороги, ввод 0,22 кВ Т-1	ТОП Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	-/ МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
40	ПС 6 кВ ш. Комсомолец (ПС-9), РУ-0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, АВ 101, КЛ-0,4 кВ Котельная №20	ТОП Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), 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 $\cos\phi = 0,8$ инд $I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК от - 40 до + 60 °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, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.								
6 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичное утвержденного типа.								
7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).								
8 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 АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	40
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	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, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от +10 до +25 от -40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 1 75000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД 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 счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в Таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	МИР С-03	22
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	1
Счетчики электрической энергии	МИР С-04	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	4
Трансформаторы тока	ТОП-0,66 У3	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	9
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	6
Трансформаторы тока	ТС	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	6
Трансформаторы тока	ТЛО-35	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТН	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП	9
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения измерительные	НАЛИ-НТЗ	11
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1
Паспорт-формуляр	ТЕРЦ.100.00.001 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт», аттестованном ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации 01.00269-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГлавЭнергоСбыт»

(ООО «ГлавЭнергоСбыт»)

ИНН 7725571452

Юридический адрес: 650000, г Кемерово, пр-кт Кузнецкий, 30, офис 311

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СтройЭнергоСистемы ДВ»

(ООО «СЭС ДВ»)

ИНН 2723190773

Адрес: 680009, г. Хабаровск, ул. Промышленная 19А, помещ. II (4)

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА»

(ООО «ЛЕММА»)

ИНН 6658513154

Адрес: 620028, г Екатеринбург, б-р Верх-Исетский, д. 13, литер «Н», помещ.№ 22, помещ.№ 26

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации RA.RU.RA.RU.320074