УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» ноября 2026 г. № 2263

Регистрационный № 99801-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гусар» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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 измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), 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), включающий в себя сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0 Пром» и каналообразующую аппаратуру.

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 случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). 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 интегрирования. 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 мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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 посредством каналообразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации времени, которое синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УССВ проводится автоматически. При расхождении шкал времени сервера БД и УССВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически не реже 1 раза в сутки. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ (№ 1591) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0 Пром»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.10
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	РП-6 кВ ООО Гусар, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2 (Ввод 1)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 51678-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	РП-6 кВ ООО Гусар, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.8 (Ввод 2)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 51678-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
3	РП-6 кВ ООО Гусар, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.17 (Ввод 3)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 51678-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	РП-6 кВ ООО Гусар, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.24 (Ввод 4)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 51678-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12
5	КТП-400 6 кВ ООО НПП (ф) Николс, РУ-0,4 кВ, яч.Ввод	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
6	ШР-15 0,4 кВ, ВРУ-0,4 кВ, с 0,4 кВ, ф. ИП Малинин К.А.	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18	
7	ЦРП-6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.4	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
8	КТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с 0,4 кВ, ф.Мегафон	–	–	СТЭМ-300.133GSU Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 71771-18	
9	ВРУ-0,4 кВ общежития, КЛ-0,4 кВ №1 в сторону ВРУ-0,4 кВ Храма	–	–	СТЭМ-300.133GSU Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 71771-18	
10	ВРУ-0,4 кВ общежития, КЛ-0,4 кВ №2 в сторону ВРУ-0,4 кВ Храма	–	–	СТЭМ-300.133GSU Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 71771-18	
11	КРУН 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. Ввод	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 29390-05	ЗНОЛП-К-10(6) У2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 57686-14	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и УССВ 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 3 метрологических характеристик.

3. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с
1, 3, 7, 11	Активная Реактивная	1,2 2,8	4,1 7,1	±5
2, 4	Активная Реактивная	1,2 2,8	4,0 6,9	±5
5	Активная Реактивная	1,0 2,4	4,1 7,1	±5
6	Активная Реактивная	1,0 2,0	5,0 11,1	±5
8-10	Активная Реактивная	0,5 1,0	3,0 5,7	±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. Границы погрешности результатов измерений приведены
   – при cos φ=0,9, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий;
   – при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2(5) % от $I_{ном}$ для рабочих условий;

при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от –40 °С до +60 °С.

Для ИК, содержащих счетчик непосредственного включения, значения силы тока, приведенные ранее, рассчитываются от $I_б$, где $I_б$ – базовое значение силы тока счетчика.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток - для счетчиков, включаемых через трансформатор, % от $I_{ном}$ - для счетчиков непосредственного включения, % от $I_б$ - коэффициент мощности cos φ - частота, Гц – температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 100 до I_{max} 0,9 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$	 от 90 до 110

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации:	
- ток	
- для счетчиков, включаемых через трансформатор, % от $I_{ном}$	от 2(5) до 120
- для счетчиков непосредственного включения, % от $I_б$	от 5 до до I_{max}
- коэффициент мощности	от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$
- частота, Гц	от 49,5 до 50,5
– температура окружающей среды в месте расположения:	
- ТТ и ТН, ^oC	от –45 до +40
- счетчиков электроэнергии, ^oC	от –40 до +60
- сервера БД, ^oC	от +10 до +40
- УССВ, ^oC	от +10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
– среднее время наработки на отказ счетчиков, ч, не менее	165000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УССВ:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер БД:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
– при отключении питания, год, не менее	40
Сервер БД:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– в журнале событий сервера:

– изменения значений результатов измерений;

– изменения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

– защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

– установка пароля на счетчик;

– установка пароля на сервер БД.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о состоянии средств измерений;

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-К-10(6) У2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300.133GSU	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0 Пром»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1591 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 «Гусар», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Гусевский арматурный завод «Гусар»
(ООО «Гусар»)
ИНН 3304009593
Юридический адрес: 601503, Владимирская обл., г. Гусь-Хрустальный, ул. Транспортная, д. 57

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»
(ООО «ПИКА»)
ИНН 3328009874
Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709