

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гринхаус» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ТУ 4228-011-29056091-11, ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, 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 - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), устройство синхронизации системного времени УСВ-3, (далее-УССВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение ПО «Энергосфера», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, ИВКЭ АИИС КУЭ ПС 500 кВ Старый Оскол (рег. № 49424-12), ИВК АИИС КУЭ Единой национальной электрической сети (рег. № 59086-14). Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии ( $W$ , кВт·ч,  $Q$ , квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

В точках измерений № 1, 2 цифровой сигнал с выходов счетчиков по физическим линиям (интерфейс RS-485), поступает на входы ИВКЭ АИИС КУЭ ПС 500 кВ Старый Оскол. Далее через ИВК АИИС КУЭ Единой национальной электрической сети данные передаются в виде xml-файлов формата 80020 на ИВК ООО «Гринхаус».

В точках измерений № 3, 4 цифровой сигнал с выходов счетчиков по физическим линиям (интерфейс RS-485) поступает на ИВК ООО «Гринхаус».

На втором уровне выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах и ИВК энергосбытовой компании.

Отчеты в виде xml-файлов формата 80020 формируются на ИВК энергосбытовой компании, подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов сервера с единым координированным временем обеспечивается устройством синхронизации времени типа УСВ-3. УСВ-3 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Погрешность хода часов УСВ-3 не более  $\pm 10^{-5}$  с. Сличение времени часов УСВ-3 и времени часов сервера АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи и при расхождении времени часов УСВ-3 с временем часов сервера на  $\pm 1$  с выполняется их корректировка.

В ИИК № 1-2, коррекция времени счетчиков осуществляется от ИВКЭ АИИС КУЭ ПС 500 кВ Старый Оскол. Синхронизация происходит при каждом опросе (каждые 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и ИВКЭ АИИС КУЭ более чем на  $\pm 2$  с.

В ИИК № 3-4, коррекция времени счетчиков осуществляется от ИВК ООО «Гринхаус». Синхронизация происходит при каждом опросе (каждые 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и ИВК АИИС КУЭ более чем на  $\pm 2$  с.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Гринхаус» используется ПО «Энергосфера» (Версия не ниже 7.1), в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Энергосфера».

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Метрологические характеристики измерительных каналов (далее-ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	УСВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 500 кВ Старый Оскол; ОРУ-110 кВ; КВЛ 110 кВ Старый Оскол - Гринхаус	TG (мод. TG145N1) 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 30489-09	НКФ110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-58	Альфа А1800 (мод. А1802RAL- P4GB-DW-4) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325, рег. № 37288-08 ИВКЭ АИИС КУЭ ПС 500 кВ Старый Оскол (рег. № 49424-12)	Радиосервер точного времени РСТВ-01, рег. № 40586-12	активная	0,9	1,1
								реактивная	1,3
2	ПС 500 кВ Старый Оскол; ОРУ-110 кВ; 1 сек ОСШ 110 кВ; ОВМ-1 110 кВ	ТФНД-110М-II 1500/1 КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-58	ЕвроАЛЬФА (мод. ЕА02RAL- P4B-4W) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97			активная	1,2	2,9
							реактивная	1,9	4,5
3	ПС 110/10 кВ Гринхаус, Ввод 10 кВ Т1	ТОЛ-СВЭЛ-10М 2500/5 КТ 0,5 Рег. № 54721-13	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.02М (мод. СЭТ- 4ТМ.02М.03) КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		УСВ-3, рег. № 64242-16	активная	1,3	3,3
							реактивная	2,1	3,5
4	ПС 110/10 кВ Гринхаус, Ввод 10 кВ Т2	ТОЛ-СВЭЛ-10М 2500/5 КТ 0,5 Рег. № 54721-13	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.02М (мод. СЭТ- 4ТМ.02М.03) КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			активная	1,3	3,3
							реактивная	2,1	3,5

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. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в нормальных условиях эксплуатации, приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 100 % от  $I_{ном}$ , в рабочих условиях эксплуатации  $\cos\varphi=0,5$ , токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 8 до плюс 30 °С .
4. Допускается замена измерительных ТТ и ТН, счетчиков электрической энергии, УСВ на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Грин-хаус» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
<b>Нормальные условия:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от 49,6 до 50,4
<b>Условия эксплуатации:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ( $\sin j$ ) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С: СЭТ-4ТМ.02 М. ЕвроАльфа Альфа А1800 - температура окружающей среды для сервера, °С: - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 1 <sub>емк</sub> от -40 до +70 от -40 до +70 от -40 до +65 от -40 до +65 от +10 до +30 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: СЭТ-4ТМ.02 М ЕвроАльфа Альфа А1800 УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 50000 120000 45000 100000 1
<b>Глубина хранения информации</b> Счетчики: СЭТ-4ТМ.02 М -при прерывании питания, лет, более ЕвроАльфа, -при отключенном питании и температуре +25°С, лет Альфа А1800; - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, дни, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	40 5 12000 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;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);

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

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гринхаус» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	TG (мод. TG145N1)	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М-II	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-57	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4GB-DW-4)	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА (мод. ЕА02RAL-P4B-4W)	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М (мод. СЭТ-4ТМ.02М.03)	2 шт.
Основной сервер БД	Dell PowerEdge T20	1 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1 шт.
Методика поверки	МП 4222-33-7714348389-2017	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-33-7714348389-2017	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 4222-33-7714348389-2017 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гринхаус». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 24.11.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные А1800 Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счётчики «ЕвроАльфа» в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1. «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- УСВ-3 - в соответствии с документом РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- термогигрометр CENTER 314, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04;
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.



**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гринхаус», аттестованной в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга РФ от 15.12.2015 г № 4091 ФБУ «Самарский ЦСМ» 10.11.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гринхаус»**

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 «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон +7 (495) 230-02-86

E-mail: [info@energometrologia.ru](mailto:info@energometrologia.ru)

**Испытательный центр**

ФБУ «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»  
(ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: [referent@samaragost.ru](mailto:referent@samaragost.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.