

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «Энергосбытовая компания «ЭСКО» для электроснабжения ООО «Фрегат»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «Энергосбытовая компания «ЭСКО» для электроснабжения ООО «Фрегат» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ООО «Энергосбытовая компания «ЭСКО» для электроснабжения ООО «Фрегат», сбора, хранения и обработки полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983 – 2001, трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 для активной электрической энергии и по ГОСТ 31819.21-2012 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения («Пирамида 2000», производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии», (№ 21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации

системного времени УСВ-2 (№ 41681-10 в Государственном реестре средств измерений), автоматизированного рабочего места персонала (АРМ).

Между уровнями ИИК и ИВК с помощью каналообразующей аппаратуры организованы каналы связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВК. В качестве основного канала используется канал сети Internet-провайдера, в качестве резервного канала используется GSM-сеть (организован при помощи GPRS/GSM-модемов, используется CSD и GPRS - каналы).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение

3,5 лет;

- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 – 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

Первичные фазные 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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной элек-

трической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

– активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы преобразователей интерфейсов Моха 5130 (основной канал). В случае опроса счетчиков электроэнергии через резервный канал, цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы GSM-модемов iRZ MC 52i-485GI. По запросу или в автоматическом режиме сервер ИВК ООО «Энергосбытовая компания «ЭСКО» осуществляет опрос счетчиков электрической энергии по средствам каналообразующей аппаратуры.

На верхнем – втором уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя устройство УСВ-2 с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы УСВ-2 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. УСВ-2 осуществляет коррекцию внутренних часов сервера и счетчиков. Коррекция показаний часов счетчиков производится автоматически при рассогласовании с показаниями часов сервера более чем на  $\pm 2$  с.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректуре.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Уровень защиты ПО – С, согласно МИ 3286-2010.

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1. Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	CalcClients.dll	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	CalcLeakage.dll	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	CalcLosses.dll	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях и проверке точности вычислений	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	Metrology.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	ParseBin.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	ParseIEC.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ParseModbus.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	ParsePiramida.dll	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности справочной информации	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	SynchroNSI.dll	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	3.0	VerifyTime.dll 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75		MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го уровня ИК и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2. Состав 1-го уровня ИК и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	7	8	9
1	ТП-10/0,4 кВ ООО «Фрегат» ввод 1 10 кВ	ТНШЛ-0,66; 300/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	ЗНОЛП; 10000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±5,7 ±5,7
2	ТП-10/0,4 кВ ООО «Фрегат» ввод 2 10 кВ	ТНШЛ-0,66; 300/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	ЗНОЛП; 10000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±5,7 ±5,7
3	ТП-10/0,4 кВ ООО «Фрегат» ввод 1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66; 5000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,2 ±1,8	±5,6 ±5,6
4	ТП-10/0,4 кВ ООО «Фрегат» ввод 2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66; 5000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,2 ±1,8	±5,6 ±5,6
5	ТП-10/0,4 кВ ООО «Фрегат» КЛ-1 10 кВ	ТНШЛ-0,66; 150/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	ЗНОЛП; 10000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±5,7 ±5,7
6	ТП-10/0,4 кВ ООО «Фрегат» КЛ-2 10 кВ	ТНШЛ-0,66; 150/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	ЗНОЛП; 10000/100; к.т. 0,5; № в Госреестре 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±5,7 ±5,7
7	ТП-10/0,4 кВ «Потребителя» ввод 1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66; 3000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,2 ±1,8	±5,6 ±5,6

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	7	8	9
8	ТП-10/0,4 кВ «Потребителя» ввод 2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66; 3000/5; к.т. 0,5S; № в Госреестре 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 36697-12	активная реактивная	±1,2 ±1,8	±5,6 ±5,6

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) Уном; ток (1 – 1,2) Ином,  $\cos\phi = 0,8$  инд.;
- температура окружающего воздуха (21 – 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80%;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4Гц;

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,05 – 1,2) Ином,  $0,5 \text{ инд} < \cos\phi < 0,8 \text{ емк}$ ;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

6. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов среднее время восстановления работоспособности 2 час.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	8	
Трансформатор тока ТНШЛ-0,66	12	
Трансформатор тока ТШЛ-0,66	12	
Трансформатор напряжения ЗНОЛП	6	
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1	
GSM-модем iRZ MC 52i-485GI	2	
GSM-модем IRZ MC52iT	1	
Преобразователь интерфейсов Моха 5130	2	
Сервер БД DL320e Gen8 E3-1220v2	1	
Комплекс информационно-вычислительный ПО «Пирамида 2000»	1	
Методика поверки ЭПС 1315РД-13.00.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ЭПС 374-13.00.ИЭ	1	
Паспорт ЭПС 1315РД-13.00.ПС	1	

### Поверка

осуществляется по документу ЭПС 1315РД-13.00.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «Энергосбытовая компания «ЭСКО» для электроснабжения ООО «Фрегат» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 03.04.2014 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ.

Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электрических многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, часть 2, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;

- для устройства синхронизации времени УСВ-2– в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 237.00.001 И1;

- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- радиосервер РСТВ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и радиосервером РСТВ-01;

- термогигрометр «CENTER» (мод.314).

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений описан в методике измерений «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «Энергосбытовая компания «ЭСКО» для электроснабжения ООО «Фрегат» ЭПС 1315РД-13.00.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

### **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.

ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель:**

ООО «Энергопромсервис»

Юридический адрес: 153009 г. Иваново, пр. Строителей, д. 15

Почтовый адрес: 153009 г. Иваново, пр. Строителей, д. 15

e-mail: [askue37@mail.ru](mailto:askue37@mail.ru), тел/факс: (4932)53-09-77, тел: 8910-68-19-626

### **Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,

424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.