

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергосбережения группы компаний Битривер

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергосбережения группы компаний Битривер (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- обеспечение ежедневного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработка, формирование и передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ (измерительные каналы №№ 1-4) включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (далее – сервер БД), обеспечивающий функции сбора, хранения, предоставления результатов измерений, устройства синхронизации времени (далее – УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и программное обеспечение ПК «Энергосфера».

АИИС КУЭ (измерительный канал № 5) состоит из трех уровней:

1-й уровень – ИИК, включающий в себя измерительные ТТ, измерительные ТН, счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД), УСВ для ИК № 5.

3-й уровень – ИВК АИИС КУЭ, включающий в себя сервер БД, обеспечивающий функции сбора, хранения, предоставления результатов измерений, АРМ, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и программное обеспечение ПК «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счётчика. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика 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 №№ 1-4 по линиям связи поступает на входы сервера БД. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии, и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными

коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML заверенных электронной цифровой подписью.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 5 по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование унифицированных сигналов в значения измеряемых величин с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, получение данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы (БД).

Для обеспечения единого времени на средствах измерений в составе АИИС КУЭ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики, сервер БД), предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), основная и резервная.

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

СОЕВ состоит из двух устройств синхронизации времени, которые синхронизируют собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС):

- устройство синхронизации времени УСВ-3 (зарегистрировано в ФИФ ОЕИ под № 64242-16), применяется для измерительных каналов 1-4 согласно таблице 2 и синхронизации сервера БД;

- устройство синхронизации единого времени СВ-04 (зарегистрировано в ФИФ ОЕИ под № 74100-19), применяется для измерительного канала 5 согласно таблице 2 и может выступать как резервный при синхронизации сервера БД выходе из строя УСВ-3 или отключения его для проверки.

УСВ-3 каждую секунду посылает метку точного времени на сервер БД и при расхождении времени, для указанных измерительных каналов (далее – ИК №№ 1-4), более чем на ± 2 секунды, программное обеспечение УСВ-3 производит синхронизацию часов сервера БД.

СВ-04 каждую секунду посылает метку точного времени на УСПД и при расхождении времени, для указанного измерительного канала (далее – ИК № 5), более чем на ± 3 секунды, программное обеспечение СВ-04 производит синхронизацию часов сервера УСПД. При выходе из строя УСВ-3 или отключения его для проверки допускается использовать УСПД ИК № 5 или СВ-04 для синхронизации сервера БД.

Сервер БД не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счетчиков более чем на ± 3 секунды происходит коррекция часов счетчиков;

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в Паспорте на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в Паспорте на АИИС КУЭ.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает нанесение на нее знака поверки.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	77f67749cafd662a9e5b33b19f21acc673ca7327
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов

№№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ	УСПД
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Ирбинская, РУ-6 кВ, 1 секция, яч. 3	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	Устройство синхронизации времени УСВ-3 Рег. № 64242-16	-
2	ПС 220 кВ Ирбинская, РУ-6 кВ, 1 секция, яч. 7	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		-
3	ПС 220 кВ Ирбинская, РУ-6 кВ, 2 секция, яч. 18	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		-
4	ПС 220 кВ Ирбинская, РУ-6 кВ, 2 секция, яч. 27	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 220 кВ ЦОД, Ввод 220 кВ	ТГМ-220 УХЛ1 КТ 0,2S 400/5 Рег. № 59982-15	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,5 220000/100 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Устройство синхронизации единого времени СВ-04 Рег. № 74100-19	Устройство сбора и передачи данных RTU- 325S Рег. № 88069-23

Примечания:

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики измерительных каналов

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1, 2, 3, 4	Активная	1,3	2,0
	Реактивная	2,1	3,8
5	Активная	0,8	1,6
	Реактивная	1,8	2,8

П р и м е ч а н и я :

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 эксплуатации указана для силы тока 5 % $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 4 – Основные технические характеристики измерительных и информационных каналов

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов АИИС КУЭ	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от (2)5 до 120 0,9 от +18 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: для ТТ и ТН для счетчиков для сервера БД	от 90 до 110 от (2)5 до 120 от 0,5 до 1 от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- средний срок службы, лет	30
Устройство синхронизации единого времени СВ-04:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- средний срок службы, лет	25
Устройство синхронизации времени УСВ-3:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
- средний срок службы, лет	15
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер БД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
Электросчетчики	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сут., не менее	45
- при отключении питания, год, не менее	10
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- счетчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

- сервера БД, с фиксированием событий:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- нарушение защиты сервера;

- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- сервера;
- УСПД;

- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер;
 - установка пароля на УСПД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока	ТГМ-220 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3
Счётчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM	4
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройство синхронизации единого времени	СВ-04	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325S	1
Методика поверки	-	1
Паспорт	ПС 19-011-425210	1
Руководство по эксплуатации	РЭ 19-011-425210	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении 1 «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергосбережения группы компаний Битривер» документа РЭ 19-011-425210 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергокомпания «Фарадей» для энергосбережения группы компаний Битривер. Руководство по эксплуатации».

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 «Энергокомпания «Фарадей»
(ООО «Энергокомпания «Фарадей»)
ИНН 79717085533
Юридический адрес: 127521, г. Москва, ул. Анненская, д. 17, стр.1, оф. 2.14
Телефон (факс): +7 (495) 6603520
E-mail: info@faraday-energy.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомпания «Фарадей»
(ООО «Энергокомпания «Фарадей»)
ИНН 79717085533
Адрес: 127521, г. Москва, ул. Анненская, д. 17, стр.1, оф. 2.14
Телефон (факс): +7 (495) 6603520
E-mail: info@faraday-energy.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»
(ООО «КЭР-Автоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д. 34Л, пом. 1022
Телефон (факс): (843) 528-05-70
E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.314451