ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №12

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №12 (далее по тесту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ООО «Симбирская энергосбытовая компания», сбора, хранения и обработки полученной информации, формирования отчётных документов, передачи данных в утвержденных форматах в АО «АТС» и другие заинтересованные организации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации времени УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, специализированное программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход соответствующего GSM-модема (асинхронный физический интерфейс поддерживающий стандарт RS-485), далее по основному каналу связи стандарта GSM на верхний уровень системы (Сервер сбора и обработки данных комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида»), где осуществляется хранение, накопление и обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

База данных представляет собой основное хранилище информации, размещённое на сервере сбора и обработки данных комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида». В качестве системы управления базами данных (СУБД) используется ПО Microsoft SQL Server. При построении многоуровневых распределённых АИИС КУЭ задействуется механизм репликации данных между серверами БД (средствами СУБД или ПО «Пирамида 2000»).

Верхний уровень системы (Сервер сбора и обработки данных комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида») так же 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.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового розничного рынков электроэнергии за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭ, осуществляется сервером сбора и обработки данных комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

СОЕВ АИИС КУЭ создана на основе устройства синхронизации времени УСВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) установленного на уровне ИВК и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Сравнение показаний часов сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ-2 происходит 1 раз в час. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам от встроенного ГЛОНАСС/GPS-приёмника к шкале координированного времени UTC ±10 мкс. Синхронизация часов сервера и УСВ-2 осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого ИВК «ИКМ-Пирамида» в сутки, не более ±3 с. Сличение показаний часов счетчиков и сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами сервера на величину более чем ±2 с.

Журналы событий счетчиков, сервера сбора и обработки данных комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ «ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №12 используется программное обеспечение «Пирамида 2000» (ПО). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	«Пирамида 2000»
1.Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
2.Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
3.Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
4.Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
5.Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
6.Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
7.Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
8.Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
9.Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
10.Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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 измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ТП 2350 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТТИ-А кл.т. 0,5 Ктт= 800/5 рег. №28139-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN кл. т. 0,5S/1 рег.№ 23345-07	УССВ-2,рег. № 41681-10/ ИВК «ИКМ-Пирамида», Рег № 45270-10
2	ТП 6 кВ ООО "УПРЗ", РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	Т-0,66 У3 кл. т. 0,5 Ктт=1500/5 рег. №52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1 рег. №64450-16	
3	ТП 6 кВ ООО "УПРЗ", РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, авт. №6	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт=150/5 рег. № 9504-84	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 кл.т. 0,5S/1 рег.№36355-07	
4	КТП №079 10 кВ, ввод 10 кВ с.ш.	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S Ктт=100/5 рег. №9143-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн=(10000√3) / (100√3) рег. №35956-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN кл.т. 0,5S/1 рег.№23345-07	
5	РУ-10 кВ КТС, Ввод-1 10 кВ 1 сш	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 400/5 рег.№1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1 рег.№36697-12	
6	РУ-10 кВ КТС, Ввод-2 10 кВ 2 сш	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 400/5 рег.№1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1 рег.№36697-12	
7	РУ-10 кВ ПНМ, ввод 10 кВ 1 сш	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 600/5 рег.№1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1 рег.№36697-12	
8	РУ-10 кВ ПНМ, ввод 10 кВ 2 сш	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 600/5 рег.№1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1 рег.№ 36697-12	

Продолжение таблицы 2

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 2 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ, ИВК на аналогичные утвержденных типов. 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±d), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±d),%
1	2	3	4
1,2,3	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,9 4,9
4	Активная Реактивная	1,3 2,1	1,9 3,5
5,6,7,8	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для cosφ=0,8 (sinφ=0,6), токе ТТ, равном 100 % от Iном для нормальных условий, и при cosφ=0,8 (sinφ=0,6), токе ТТ, равном 5 % от Iном для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 10 до 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	 от 98 до102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности cosj (sinj) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - 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 $_{инд.}$ до 1 $_{емк}$ от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности cosj (sinj) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - 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 $_{инд.}$ до 1 $_{емк}$ от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01, ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,не менее ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	 165000 2 220000 2 140000 2 70000 2
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М.01: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN, Меркурий 234 ART-00 PQRSIDN: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК -каждого массива профиля, при времени интегрирования 30 минут, сут, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 170 113 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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:

- в журнале событий 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;
- сервера БД;
- защита на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
	Т-0,66	3
	ТПЛ - 10	8
	ТТИ-А	3
	ТОЛ-СЭЩ-10-21	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3
	НТМИ-10	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
	ПСЧ-4ТМ.05М.17	1
	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер -комплекс информационно-вычислительный	ИКМ-Пирамида	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51/02/2018	1
Формуляр	ФО 26.51/02/2018	1

Поверка
осуществляется по документу МП 26.51/02/2018. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №12». Методика поверки, утвержденному ООО «Энерготестконтроль» 26.10.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений , входящими в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- психрометр аспирационный М-34-М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 10069-01);
- 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);
- измеритель многофункциональный характеристик переменного тока Ресурс-UF2-ПТ» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 29470-05);
- измеритель многофункциональный характеристик переменного тока Ресурс-UF2М» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 21621-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке .

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №12. МВИ 26.51/02/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая компания»
(ООО «СЭСК»)
ИНН 7325106267
Адрес: 432071, Ульяновская область, г. Ульяновск, 2-й переулок Мира, д. 24
Телефон: (8422) 30-34-64

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1
Телефон: (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 312560 от 03.08.2018г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии А.В. Кулешов

М.п. « ___ » _____ 2019 г.