

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ЗАО «СЗ ГШО»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ЗАО «СЗ ГШО») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 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 счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счётчиков посредством GPRS-модема Link ST100 на входы ИВК «ИКМ-Пирамида», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ, ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с сервера БД (либо АРМ) по каналу связи с протоколом TCP/IP по сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени типа УСВ-2, часы сервера БД и счетчиков. Время сервера БД синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от наличия расхождений. Сервер БД осуществляет синхронизацию времени счетчиков. Сличение времени часов счетчиков со временем часов сервера БД осуществляется во время сеанса связи (1 раз в 30 минут), корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». 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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3				
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				
Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3				
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	Сервер/УССВ
1		2		3		4	5
1	РП-5 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.17	A	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т 0,5S Рег. № 47958-16	A	НТМИ-10-66 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ИКМ «Пирамида» Рег. № 45270-10 УСВ-2 Рег. № 41681-10
		C		C			
2	РП-5 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.18	A	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т 0,5S Рег. № 47958-16	A	НТМИ-10-66 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
		C		C			
3	РП-5 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.3	A	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т 0,5S Рег. № 47958-16	A	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
		C		C			
4	РП-5 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.14	A	ТПЛ-10 50/5 Кл.т 0,5 Рег. №1276-59	A	НТМИ-10-66 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
		C		C			
5	РП-5 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.15	A	ТПЛ-10 50/5 Кл.т 0,5 Рег. №1276-59	A	НТМИ-10-66 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
		C		C			
6	РП-5 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.7	A	ТПЛ-10 50/5 Кл.т 0,5 Рег. №1276-59	A	НТМИ-10-66 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
		C		C			
7	РП-5 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.8	A	ТПЛ-10 50/5 Кл.т 0,5 Рег. №1276-59	A	НТМИ-10-66 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
		C		C			
8	РП-3 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч.7	A	ТПОЛ-10 400/5 Кл.т 0,5 Рег. №47958-11	A	НТМИ-6 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
		C		C			
9	РП-3 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч.14	A	ТОЛ-10 400/5 Кл.т 0,5 Рег. №47959-11	A	НТМИ-6 ⁽³⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
		C		C			

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
10	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.15	A	ТПОЛ-10 400/5 Кл.т 0,5 Рег. №47958-11	A	НТМИ-6 ⁽³⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		ИКМ «Пирамида» Рег. № 45270-10	
		C		B C				УСВ-2 Рег. № 41681-10	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, 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 УССВ 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 на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

3 ⁽¹⁾ Указанные трансформаторы напряжения подключены к четырем счетчикам измерительных каналов №№ 1, 2, 4, 5.

4 ⁽²⁾ Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 6, 7.

5 ⁽³⁾ Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 9, 10.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm d$), %
1, 2, 3	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,3	5,6
4-10	Активная	1,2	4,1
	Реактивная	2,4	7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			± 5

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 (5) до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -40 до +35 от -40 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счётчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.13: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 165000 2 35000 1 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.13: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 113 40 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использование 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	ТОЛ-10	2
	ТПОЛ-10	10
	ТПЛ-10	8
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.13	7
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер	ИКМ «Пирамида»	1
ПО	Пирамида 2000	1
Паспорт-формуляр	17254302.384106.027.ФО	1
Методика поверки	МП РЦСМ-021-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП РЦСМ-021-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ЗАО «СЗ ГШО»). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» 22.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по документу: ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованым с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу: «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2016 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.001 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2015 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (ЗАО «СЗ ГШО»», аттестованной ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

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 «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: +7 (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Телефон: +7 (4912) 55-00-01

Web-сайт: <http://www.rcsm-ryazan.ru/>

E-mail: asu@rcsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ___ » _____ 2020 г.