

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Резилюкс-Волга» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ООО «Резилюкс-Волга» - автоматизированный коммерческий учет и контроль потребления электроэнергии по точкам поставки на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ), а также регистрация параметров электропотребления, формирование отчетных документов и передача информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе программного обеспечения «Пирамида 2000» (далее – ПО «Пирамида 2000»), сервер с базой данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

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 мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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 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.

Счетчики передают информацию по линиям связи на сервер (ИВК) АИИС КУЭ ООО «РУСЭНЕРГО». На сервер данные со счетчиков поступают по основному и резервному каналу сотовой связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Вычисление величин энергопотребления и мощности по точкам поставки с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения и корректировки показаний счетчиков электроэнергии на величину потерь в электрических сетях производится с помощью программного обеспечения на сервере.

Способом сбора информации является прямой опрос счетчиков электроэнергии сервером ИВК. Сбор информации от счетчиков осуществляется по каналам связи сервером ИВК. Управление сбором информации осуществляется при помощи программного

обеспечения, которое функционирует на сервере ИВК.

В сервере ИВК осуществляется хранение, обработка и предоставление на АРМ по локальной сети предприятия собранной информации, а также дальнейшая ретрансляция по существующим каналам связи в заинтересованные организации.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-1 (Госреестр № 28716-05, зав. № 1509) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сравнение показаний часов УСВ-1 и сервера АИИС КУЭ осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-1 и сервера АИИС КУЭ осуществляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-1 и сервера АИИС КУЭ.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Результаты измерений и информация о состоянии средств измерений (журналах событий), подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера в ОАО «АТС» в виде электронных документов, сформированных посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) 80020 версии 2 и 80030 версии 1 соответственно.

Результаты измерений и информация о состоянии средств измерений без ЭЦП аналогично передаются в ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "Пирамида 2000", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" 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 "Пирамида 2000".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000»	Метрологический модуль	Metrology.dll	Не ниже Версия 3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер				Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
1	ТП №673 РУ-6 кВ, I с.ш., яч. 3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	3753	1200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,3 2,5	5,7 4,2
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10	3409					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	АУСК					
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		0811140928					

Окончание таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ТП №673 РУ-6 кВ, II с.ш., яч. 8	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	3403	1200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,3 2,5	5,7 4,2
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10	3203					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	7537					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		0811140719							
3	ТП № 483 РУ-6 кВ, I с.ш., яч. 4	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	4187	3600	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,3 2,5	5,7 4,2
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10	21759					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	1003329					
				B	ЗНОЛ.06-6	1003345					
				C	ЗНОЛ.06-6	1003389					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		0811140349							
4	ТП № 483 РУ-6 кВ, II с.ш., яч. 8	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2	2952	3600	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,3 2,5	5,7 4,2
				B	-	-					
				C	ТОЛ-10-I-2	2959					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	1003347					
				B	ЗНОЛ.06-6	1003348					
				C	ЗНОЛ.06-6	1003349					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		0811141075							

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \delta$ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 °С до 60 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения (0,98 - 1,02)U_н; диапазон силы тока (1,0 - 1,2)I_н; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 45°С до 45°С; счетчиков: в части активной энергии (23±2) °С, в части реактивной энергии (23±2) °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1)U_{н1}; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,02) - 1,2) I_{н1}; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до 45 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1)U_{н2}; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2)I_{н2}; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5-1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 60 °С;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа

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

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 165 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство синхронизации времени - среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 256554$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ ч.

В АИИС КУЭ ООО «Резилюкс-Волга» используются следующие виды резервирования:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- предусмотрена возможность автономного считывания информации со счетчиков

электроэнергии и визуальный контроль информации на счетчике;

- контроль достоверности и восстановления данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

В журналах событий счетчиков ООО «Резилюкс-Волга» фиксируются факты:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
- изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК;

– защита информации на программном уровне при хранении, передаче и параметрировании:

- двухуровневый пароль на счетчике;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в различных компонентах:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– счетчик электроэнергии - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов 113,7 суток;

- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Резилюкс-Волга».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Резилюкс-Волга»

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТПЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-2	2 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6	6 шт.

Окончание таблицы 3

1	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01	4 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт – Формуляр ЭНСЕ.095367.001 РП	1 шт.
Эксплуатационная документация	1 шт.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Резилюкс-Волга». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Резилюкс-Волга». Технорабочий проект ЭНСЕ.095367.001 РП.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Резилюкс-Волга»

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

2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосервис» (ООО «Энергосервис»)

Адрес:

156013, г. Кострома, пр. Мира, д.37-39/28

ИНН: 4401095367

Тел/факс: 8 (4942) 44-00/8 (4942) 44-00-66

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГО» (ООО «РУСЭНЕРГО»)

Юридический адрес:

115035, г. Москва, ул. Садовническая, д. 20, стр. 1

Тел/факс: 8 (4942) 44-00/8 (4942) 44-00-66

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.