

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УЭМЗ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту – ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), который включает в себя сервер сбора и хранения баз данных (далее по тексту – сервер), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированное рабочее место оператора (далее по тексту – АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве сервера используется компьютер на базе серверной платформы HP ProLiant ML310e Gen8 с программным обеспечением «ISKRAMATIC SEP2W».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-мин. приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение ежедневного резервирования баз 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;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны программно-аппаратного комплекса Коммерческого оператора (ПАК КО);

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

Принцип действия:

Измерения активной и реактивной электроэнергии основаны на преобразовании тока и напряжения с последующим измерением и интегрированием по времени активной и реактивной мощности контролируемого присоединения (точки измерения) за получасовой интервал времени и приведением фактических измеренных величин к действительным значениям путем масштабирования (перемножения на коэффициенты трансформации трансформаторов). Преобразование тока и напряжения осуществляется при помощи измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. Измерение и интегрирование по времени активной и реактивной мощности контролируемого присоединения (точке измерений) осуществляется при помощи счетчиков серии МТ (Госреестр № 32930-08, модификация МТ831-Т1А32R46S43-Е12-М3K0Z4, далее по тексту – МТ831) с нормированными метрологическими характеристиками, автоматически вырабатывающих измерительные сигналы, которые используют для автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения, передачи и отображения данных об электроэнергии. Конечная информация для целей учёта электроэнергии, потребляемой с оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ), происходит на сервере в программном комплексе АИИС КУЭ путем умножения измеренных счетчиком значений (именованных величин) за учётный период на коэффициенты трансформации ТТ ($K_{ТТ}$) и ТН ($K_{ТН}$).

ТТ и ТН, включенные в цепи нагрузки, приводят действительные значения токов и напряжений к нормированным величинам. Аналоговые сигналы от ТТ и ТН поступают на счетчики электроэнергии серии МТ831.

Счетчики серии МТ831 измеряют с привязкой к единому календарному времени мгновенные значения следующих физических величин: активной, реактивной и полной мощности, обеспечивают учет активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной энергии и ведение «Журнала событий», а так же измеряют календарное время и интервалы (промежутки) времени.

Счетчики серии МТ831 ведут восьмиканальный независимый массив профиля мощности с программируемым временем интегрирования 30 мин для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Интервал времени интегрирования активной и реактивной мощности прямого и обратного направления в счетчиках серии МТ831 установлен равным 30 мин.

Измеренные величины активной и реактивной мощности прямого и обратного направления автоматически записываются в энергонезависимую память массивов профилей мощности счетчиков серии МТ831.

Данные со счетчиков серии МТ831 передаются по запросам на сервер. Прием запросов и передача данных со счетчиков производится посредством проводных линий связи по интерфейсу RS-485. Идентификация счетчиков серии МТ831 осуществляется по индивидуальному сетевому адресу. Сервер является ведущим, а счетчики серии МТ831 – ведомыми при опросе. Сервер автоматически, в заданные интервалы времени, производит опрос счетчиков серии МТ831. Сразу по поступлению данных измерений и записей «Журналов событий», они записываются в базу данных сервера, которая сохраняется на жесткий диск сервера.

Сервер посредством программы «SEP2 DbManager», входящей в программный пакет «Iskramatic SEP2W», приводит фактические измеренные величины к действительным значениям путем масштабирования (перемножения на коэффициенты трансформации) и сохраняет действительные значения в базе данных сервера.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных сервера осуществляется через сеть Ethernet. Информация передается автоматически по запросам, поступающим с АРМ операторов. По каналам сети Интернет обеспечивается передача информации Коммерческому оператору, региональный филиал ОАО «СО ЕЭС» и заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

Синхронизация (коррекция) часов в АИИС КУЭ осуществляется программным способом по специальному алгоритму. Алгоритм включает в себя коррекцию шкалы времени сервера и коррекцию часов счётчиков по сигналам устройства синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-10).

При реализации этого алгоритма специальная программа «Программный модуль УСВ», установленная на ИВК, в соответствии с заданным расписанием (не менее 1 раза в 5 секунд), производит отправку запросов на получение значения точного времени от устройства УСВ-2, проверяет системное время ИВК и при расхождении производит коррекцию шкалы времени сервера.

Синхронизация (коррекция) часов счетчиков производится программой SEP2 Collect по отдельному расписанию. ИВК посылает специальный запрос на конкретный счетчик. Получив ответ, ИВК вычисляет разницу во времени между своими часами (системным временем) и часами счетчика. В случае, если расхождение показаний часов превышает ± 1 с, производится коррекция часов счётчика.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения входит:

- операционная система MS Windows Server 2008 R2 Standard;
- целевой сборник программных пакетов «ISKRAMATIC SEP2W» (версия 1.95);
- специальная программа «Программный модуль УСВ».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм идентификации программного обеспечения
1	2	3	4	5
ПО «SEP2W»	1.95	E9370DE8C18ADF29C8ED890D1E6E337D	Sep2Collect.exe	M
		A8536E39CEB82275EC4C98CA119AF84D	Sep2DbManager.exe	
		ECC2CB2E2A30E09F22D85F5B07656179	Sep2Report.exe	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи

измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО «ISKRAMATIC SEP2W» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.
Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК				Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТРП-6 кВ «УЭМЗ» Ввод-1 6 кВ яч. 5 от ПС «Огнеупорная» Фидер «УЭМЗ-1» яч. 1	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5; Ктт=300/5 Зав. № 20682 Зав. № 20642 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 6000/100 Зав. № 1041 Госреестр № 16687-97	МТ831 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 35621285 Госреестр № 32930-08	HP ProLiant ML310e Gen8	Активная, Реактивная
2	ТРП-6 кВ «УЭМЗ» Ввод-2 6 кВ яч. 9 от ПС «Огнеупорная» Фидер «УЭМЗ-2» яч. 25	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5; Ктт=300/5 Зав. № 20711 Зав. № 20860 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 6000/100 Зав. № 0932 Госреестр № 16687-97	МТ831 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 35621104 Госреестр № 32930-08		Активная, Реактивная
3	ТРП-6 кВ «УЭМЗ» Ввод-1р 6 кВ яч. 1 от РП-6 кВ «ЗМК» Фидер «УЭМЗ-1р» яч. 25	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5; Ктт=300/5 Зав. № 05502 Зав. № 05533 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 6000/100 Зав. № 1041 Госреестр № 16687-97	МТ831 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 35621208 Госреестр № 32930-08		Активная, Реактивная
4	ТРП-6 кВ «УЭМЗ» Ввод-2р 6 кВ яч. 12 от РП-6 кВ «ЗМК» Фидер «УЭМЗ-2р» яч. 4	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5; Ктт=300/5 Зав. № 05232 Зав. № 05244 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктт= 6000/100 Зав. № 0932 Госреестр № 16687-97	МТ831 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 35621141 Госреестр № 32930-08		Активная, Реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cos φ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$, $I_{P5\%} \leq I_{P\text{изм}} < I_{P20\%}$	$\delta_{20} \%$, $I_{P20\%} \leq I_{P\text{изм}} < I_{P100\%}$	$\delta_{100} \%$, $I_{P100\%} \leq I_{P\text{изм}} \leq I_{P120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	±5,5	±3,3	±2,6
Номер ИИК	cos φ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$, $I_{Q5\%} \leq I_{Q\text{изм}} < I_{Q20\%}$	$\delta_{20} \%$, $I_{Q20\%} \leq I_{Q\text{изм}} < I_{Q100\%}$	$\delta_{100} \%$, $I_{Q100\%} \leq I_{Q\text{изм}} \leq I_{Q120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	±6,2	±4,1	±3,6
	0,8	±5,2	±3,7	±3,3
	0,7	±4,5	±3,4	±3,2
	0,5	±3,6	±3,1	±3,0

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

1 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\phi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

4 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 1 - 4;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001.
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчиков электроэнергии МТ831 – среднее время наработки на отказ не менее $1,7 \cdot 10^6$ часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 140 200 часов.
- УСВ-2 – не менее 35 000 часов.

Среднее время восстановления (T_v), при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_v \leq 168$ часов;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для СОЕВ $T_v \leq 168$ часов.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ, сервере;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии МТ831 – профиль мощности при времени интегрирования 30 мин. – 62 сут.;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений при отключении питания – не менее 5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Формуляра-Паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛК10-5	8
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счётчик электрической энергии	МТ831	4

Окончание таблицы 4

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Специализированное программное обеспечение	ISKRAMATIC SEP2W	1
Сервер	HP ProLiant ML310e Gen8	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Формуляр-Паспорт	ИЮНД.411711.058.ФО-ПС	1
Методика поверки	МП 1859/550-2014	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1859/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УЭМЗ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июне 2014 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счётчиков электроэнергии МТ831 – по документу ГОСТ 8.584-2004;
- для УСВ-2 – по методике поверки ВЛСТ 237.00.000И1, утверждённой ГЦИ СИ ВНИИФТРИ в 2009 г.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «УЭМЗ». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1371/550-01.00229-2014 от 08 июля 2014 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «ИСКРЭН»

Адрес: 117292, г. Москва, ул. Кржижановского, д. 7, корп. 2, офис 18

Телефон: (495) 663-77-47

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

« ____ » _____ 2014 г.