

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ЦСОИ Горномарийских ЭС, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 204), и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ЦСОИ Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 189), устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (№244), автоматизированные рабочие места персонала (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. 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 поступает на уровень ИВК ЦСОИ Горномарийских ЭС, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов.

Далее, по запросу ИВК ЦСОИ Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», ИВК ЦСОИ Горномарийских ЭС передает запрашиваемую информацию на верхний уровень с помощью GSM-модема.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Далее информации передается в организации-участники оптового рынка электроэнергии посредством интернет-провайдера.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующих собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1 (Зав. №244). Погрешность синхронизации не более $\pm 0,5$ с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида» ЦСОИ Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», синхронизировано с временем УСВ-1, синхронизация осуществляется раз в час, корректировка времени осуществляется вне зависимости от расхождения с временем УСВ-1. Время ИВК «ИКМ-Пирамида» ЦСОИ Горномарийских ЭС, синхронизировано с временем ИВК «ИКМ-Пирамида» ЦСОИ Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья». Сличение времени производится во время сеанса связи (каждые 30 минут), корректировка времени осуществляется вне зависимости от наличия расхождения времени. Сличение времени счетчиков с ИВК «ИКМ-Пирамида» ЦСОИ Горномарийских ЭС производится раз в сутки. Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИС КУЭ Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская») используется ПО «Пирамида 2000» » версии 10, в состав которого входят программы указанные в таблице 2. «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 «Пирамида 2000».

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«Пирамида 2000»		10		-
Пирамида 2000 АРМ:Предприятие	P2KClient.exe	11.11.2009	A9295EBCDF61F6 D1209D37863D9B4 89	MD5
Пирамида 2000 Сервер	P2KServer.exe	3.0 от 11.11.2009	6F1E5B9A922321F B8D40151CD822AF AD	MD5

Системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000» внесены в Госреестре №21906-11.

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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Задача ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС «Ленинская» 35/10, ввод 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 28771 Зав. № 26093 1276-59	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 666 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103060113 27524-04	ИКМ «Пирамида» Зав. № 204	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6
2	ПС «Ленинская» 35/10, ТСН-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S 30/5 Зав. № 083494 Зав. № 083496 Зав. № 083495 17551-98	–	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108074456 27524-04		активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение ($0,98 \div 1,02$) $U_{\text{ном}}$; ток ($1 \div 1,2$) $I_{\text{ном}}$, частота - ($50 \pm 0,15$) Гц; $\cos\phi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40°C до $+50^{\circ}\text{C}$; счетчиков - от $+18^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$; ИВК - от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - ($0,9 \div 1,1$) U_{H1} ; диапазон силы первичного тока - ($0,02 \div 1,2$) I_{H1} ; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - ($50 \pm 0,4$) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40°C до плюс 70°C .

- для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - ($0,9 \div 1,1$) U_{H2} ; диапазон силы вторичного тока - ($0,02 \div 1,2$) I_{H2} ; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - ($50 \pm 0,4$) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40°C до плюс 60°C ;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5°C до $+40^{\circ}\text{C}$;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская») порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч.

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:

– журнал счётика:

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

– журнал ИВК:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и ИВК;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская») типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10	2
Трансформатор тока Т-0,66 М У3	3
Трансформатор напряжения НАМИ-10	1
Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	2
Методика поверки	1
Паспорт-формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

Проверка

осуществляется по документу МП 48191-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03 - по документу ИЛГШ.411151.124 РЭ1
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1»;
- УСВ-1 – по документу ИВК «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;
- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе "Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская»).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская»)

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).

ГОСТ 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета Филиала «Мариэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС 35/10 кВ «Ленинская»).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Регионторгинвест»
ООО «Регионторгинвест»
600026, г. Владимир, ул. Лакина, 4а
Тел.: (4922) 34-16-29
E-mail: rti@vtsnet.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго»
ООО «Тест-Энерго»
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35
Тел.: (499) 755-63-32
Факс: (499) 755-63-32
E-mail: info@t-energo.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77
Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний
средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «_____» 2011 г.