

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на присоединениях филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» (2-ая очередь 2017)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на присоединениях филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» (2-ая очередь 2017) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-04) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя сервер филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», УСПД ЭКОМ-3000, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 1, 2 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер. Для ИК № 3 цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи поступает на GSM-модем, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на входы УСПД уровня ИВК и далее по проводным линиям связи - на сервер. На УСПД осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На сервере осуществляется дальнейшая 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 от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена GPS-приемниками, входящими в состав УСПД и обеспечивающими прием сигналов точного времени и синхронизацию часов измерительных компонентов системы.

Синхронизация часов УСПД производится от встроенного GPS-модуля. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений астрономического времени УСПД составляют $\pm 0,1$ с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД уровня ИВК осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с часами соответствующего УСПД на величину более ± 3 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами соответствующего УСПД производится во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более ± 3 с.

Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счётчика, УСПД и сервера отражаются в соответствующих журналах событий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение						
Идентификационное наименование ПО	CRQonDB.exe	AlarmSvc.exe	Spy485.exe	ControlAge.exe	Archiv.exe	dotNetInstaller.exe	Adcenter.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1.7.421	не ниже 7.1.10.639	не ниже 7.1.11.320	не ниже 7.1.58.2739	не ниже 7.1.4.315	не ниже 6.4.67.822	не ниже 7.1.77.1587
Цифровой идентификатор ПО	4c 1e e1 8a 17 52 f3 54 c0 66 b2 d4 c6 a8 b1 04	90 98 da 30 82 da 1e 52 dc 09 a7 a1 30 d2 34 78	16 d5 4f 92 67 c5 90 07 b8 50 bf 9f e5 44 bf f1	6b 81 0e 5b 97 1b b7 4d dc 72 fe c5 c4 76 aa 31	f6 10 24 3b bb de 5c a5 19 e2 03 28 31 cc 21 b0	62 6b 73 41 92 f1 f3 f6 9d 4c 9a 22 de f9 88 f7	aa e2 5e fa d3 6e 3a 14 41 7b 25 81 8b 66 76 c7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5						

Продолжение таблицы 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
Идентификационное наименование ПО	SmartRun.exe	AdmTool.exe	HandInput.exe	PSO.exe	TunnelEcom.exe	Expimp.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1.3.892	не ниже 7.1.5.6499	не ниже 7.1.6.461	не ниже 7.1.69.6882	не ниже 7.1.1.110	не ниже 7.1.48.3880
Цифровой идентификатор ПО	d0 28 47 3d 32 b0 8e ba 17 ff 7f 8b 8c 12 3a b5	ad 4d af 8f 4e 47 36 55 50 20 33 95 51 d6 f6 d9	0f 9f ae c1 16 e4 a8 4f 4a c1 02 02 72 1d 8c e0	4f 0e 2a 1d 32 f6 fb 17 ca 15 d1 84 05 6f c4 cb	93 eb 1a a6 51 73 52 6b cf 02 ea 29 83 43 41 b5	46 0e cd 18 ef b0 ec bd f4 45 4f 6d 55 3d 4a 91
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	ПС «Пугачевская» 110/35/10 кВ РУ-10 кВ 1 с.ш. яч. 20	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,2
2	ПС «Пугачевская» 110/35/10 кВ РУ-10 кВ 2 с.ш. яч. 26	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-07	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,2
3	ПКУ на ВКЛ-10 кВ в сторону ТП-1775, ТП-1776, ТП-1777	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,6

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 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. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	3
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности: – $\cos\varphi$ – $\sin\varphi$ – частота, Гц <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +5 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>90000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>24</p> <p>50000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Сервер	HP ProLiant BL460c G1	1 шт.
Методика поверки	МП ЭПР-004-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭКВ.411711.022.ЭД.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-004-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на присоединениях филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» (2-ая очередь 2017). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 05.04.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - в соответствии с документом МП 26-262-99 «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-01).

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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на присоединениях филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» (2-ая очередь 2017)

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 «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)

ИНН 7716712474

Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, дом 2, помещение 23

Телефон: (919) 967-07-03

E-mail: LLCInterrec@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (929) 935-90-11

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.