

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» 2-ая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» 2-ая очередь (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и 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 сервер сбора и баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28716-05), автоматизированное рабочее место 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на соответствующий GPRS-коммуникатор и далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) поступает на сервер, где 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. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиалы АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ, Нижегородское 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 электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Сравнение показаний часов сервера с УСВ-1 осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ-1 на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 2 с.

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

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcCli-ents.dll	CalcLeak-age.dll	Cal-cLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	Par-seIEC.dll	ParseMod-bus.dll	ParsePira-mida.dll	SynchroN-SI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/6кВ Первомайск ВЛ-110 кВ «Первомайск- Ельники»	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А, С	1 СШ: НКФ-110-57-У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant 380 G5	Активная	1,1	3,0
		ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фаза: В	НКФ-110ПУ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 Фаза: В			Реактивная	2,3	4,6
2	ПС 110/6кВ Первомайск ВЛ-110 кВ «Первомайск- Темников»	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А, В, С	2 СШ: НКФ-110-57-У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 110/6кВ Первомайск ОМВ	ТФЗМ-110Б-IV1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А, В, С	1 СШ: НКФ-110-57-У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, С НКФ-110ПУ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 Фазы: В 2 СШ: НКФ-110-57-У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant 380 G5	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
4	ПС 110/35/10кВ Починки ВЛ-110 кВ «Починки- Ичалки»	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	1 СШ: НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С 2 СШ: НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant 380 G5	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 35/10кВ Б. Болдино ВЛ-35 кВ «Б.Болдино- Б.Игнатово»	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А, С	ЗНОМ-35-65У1 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,6
6	ПС 110/35/10 кВ Теньгушево 110 кВ «Теньгушево- Новосельская»	ТФЗМ-110Б-ГУ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А, С	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная	1,1	3,0
					Реактивная	2,3	4,6	
7	ПС 110/6 кВ Свобода Т2-110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 23256-02 Фазы: А, В, С	2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Активная	0,6	1,4	
					Реактивная	1,1	2,4	
8	ПС 110/6 кВ Свобода СМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-ГУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А, В, С	1 СШ: НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С 2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant 380 G5	Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС 110/6 кВ Свобода Ремонтная перемычка-110 кВ	ТФЗМ-110Б-IV1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А, В, С	1 СШ: НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С 2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
10	КРН-10 кВ отп. от Ф-3 ПС Свобода	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фаза: В	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant 380 G5	Активная Реактивная	1,0 2,0	2,9 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110/10 кВ Кустаревка ВЛ-110 кВ Кустаревка- Теплый Стан	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 23256-02 Фазы: А, В, С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А, В, С 2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,6 1,1	1,4 2,4

Погрешность СОЕВ не превышает ±5 с.

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 для ИК № 7, 11 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК - для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\phi = 0,8$ инд.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, но ввиду отсутствия в ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005.

5 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 УСВ-1 на аналогичное утвержденного типа. 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
1	2
Количество ИК	11
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 7, 11 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 20 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 7, 11 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 20 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +15 до +30 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСВ-1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 5
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
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;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (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, шт./экз.
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б- IУ1	16
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	2
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	4
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТЛВМ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57-У1	5
Трансформаторы тока	НКФ-110-57	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83У1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	11
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	1
Сервер	HP ProLiant 380 G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-055-2018	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.143.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-055-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» 2-ая очередь. Методика поверки», утвержденному ООО «Энерго-ПромРесурс» 23.01.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- 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;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» 2-ая очередь

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 «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209

Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д.10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

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: (495) 380-37-61

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. « ____ » _____ 2018 г.