

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Саратовэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПАО «Саратовэнерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля электрической энергии и мощности, поставляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также формирования отчётных 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 измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (ТТ) классов точности (КТ) 0,2S, 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) классов точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27524-04) класса точности (КТ) 0,5S/1,0, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М (регистрационные номера в Федеральном информационном фонде 36697-08 и 36697-12) класса точности (КТ) 0,2S/0,5 и 0,5S/1,0 и счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 31857-06) класса точности (КТ) 0,2S/0,5 по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-12 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-12 при измерении реактивной электрической энергии, указанные в таблице 2 (13 точек измерения), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа ЭКОМ-3000 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-09) и типа RTU-325L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37288-08), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (сервер СД) ПАО «Саратовэнерго» с установленным программным обеспечением «АльфаЦЕНТР», сервер базы данных (сервер БД) ПАО «Саратовэнерго» с установленным программным обеспечением «Энфорс АСКУЭ», устройство синхронизации времени типа УСВ-3 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 51644-12), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счётчиков, расположенных на ПС «Озинская», ПС «Петропавловка», ПС «Ал. Гайская», ПС «Новоузенская» и ПС «Терешка», по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация из УСПД по основному каналу связи с помощью GSM/GPRS-модемов поступает на сервер СД. При отказе основного канала измерительная информация из УСПД поступает по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM (GSM-оператора связи отличного от основного), на сервер СД. На сервере осуществляется дальнейшая обработка поступающей информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока (далее - ТТ) и трансформаторов напряжения (далее - ТН). Далее результаты измерений поступают на сервер БД, где осуществляется формирование и хранение полученных данных, оформление отчётных документов, отображение информации на АРМ.

Данные со счётчиков, расположенных на ПС «Гмелинка», ПС «Кленовская» и ПС «Буровка-тяговая» посредством GSM/GPRS-каналов связи (основного или резервного) передаются непосредственно на сервер СД. Сервер автоматически с интервалом 1 раз в сутки производит опрос всех счетчиков электрической энергии и УСПД и формирует в собственной памяти архивы для хранения данных и архивных данных по учёту и состоянию средств измерений.

Передача информации от сервера БД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) в филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ и ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги, а также в другие смежные субъект 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. УСВ-3 синхронизирует часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Часы сервера СД синхронизированы по времени с УСВ-3, сравнение часов сервера происходит непрерывно. Синхронизация часов сервера СД и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов сервера СД. Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков, расположенных на ПС «Озинская», ПС «Петропавловка», ПС «Ал. Гайская», ПС «Новоузенская» и ПС «Терешка», с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков производится при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков, расположенных на ПС «Гмелинка», ПС «Кленовская» и ПС «Буровка-тяговая», с часами сервера осуществляется во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков производится при расхождении показаний часов счётчика и сервера на величину более ± 1 с.

Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до сервера СД (или от счётчика до сервера СД) реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сут

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «Альфа ЦЕНТР» (версия не ниже 15.06.01) и ПО «Энфорс АСКУЭ» (версия не ниже 2.4). Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
ПО «Альфа ЦЕНТР»	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
ПО «Энфорс АСКУЭ»	
Идентификационное наименование ПО	Enfadmin.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	293293c506c034bf193adab36533e78f
Идентификационное наименование ПО	NewOpcon.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	d1c09241c24b2d7bb8a62a3e5b7758b4
Идентификационное наименование ПО	NewReports.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	db5f1096751c949312006739c6087347
Идентификационное наименование ПО	CalcFormula.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	4d6ff01785e5e85abfb2889d93fb4aed
Идентификационное наименование ПО	Alfa_repl.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	29bb8dddfeec9702e99d7684d154b515
Идентификационное наименование ПО	M80020_IMP.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	0734719e576169db3893625fb4052a10
Идентификационное наименование ПО	NewMEdit.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	46951a1b6f7bc95dcc7ef9de04d9d732
Идентификационное наименование ПО	Dataproc.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	0dda008d662634737e9cd0efb1cc401e
Идентификационное наименование ПО	TradeGR.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	ba5955e59653fb357213ac9246cea2a7
Идентификационное наименование ПО	M80020.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	4278ac885e31698b8e0029f7bdb424c2
Идентификационное наименование ПО	M80030.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	9cfe5972d6918043ec85b8e0aff18cdc
Идентификационное наименование ПО	NewM51070.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	fe4dca14e0e333a176fc93318226bfc8
Идентификационное наименование ПО	M80050.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	625f522fe1a9c85b76aa3667446cd8a4
Идентификационное наименование ПО	M80070.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	7e24a0af607a7c19768283d3b066cff1
Идентификационное наименование ПО	M50080.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	52da693513088e93bf11ad09b8df286

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	XL_Report.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	d1d2658e31de06cfb8bd09bf0f779f7c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО «Альфа ЦЕНТР» и ПО «Энфорс АСКУЭ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014 - средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты - разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее - ИК), представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала					Сервер	Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Озинская» 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Озинки- Семиглавый Мар	ТФЗМ 110Б-1 У1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ- 4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12	ИВМ System x3650 M3	Активная/Реактивная
2	ПС «Озинская», 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, СОВ-110 кВ Семиглавый Мар	ТФЗМ 110Б-1 У1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ- 4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09			
3	ПС «Петропавловка» 35/10 кВ, РУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Петропавловка- Джаксыбай	ТФН-35М 100/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС «Ал. Гайская» 110/35/10 кВ, РУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Алгай- Казталовка	ТФЗМ-35А У1 75/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ- 4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12	IBM System x3650 M3	Активная/Реактивная
5	ПС «Новоузенская» 110/35/10 кВ, РУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Новоузенская- Богатырево	ТФН-35М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-07	СЭТ- 4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09			
6	ПС Гмелинка, РУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лепехинка - Гмелинка №288	ТФЗМ 110Б-1 У1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-83 У1 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84 НКФ-110-57 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			
7	ПС «Кленовская» 35/10 кВ, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Свёрдлово- Кленовская	ТФЗМ 35Б-1 У1 150/5, КТ 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-07	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	—			
8	ПС «Терешка» 220/110/10/0,4 кВ ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ СарГЭС- Терешка с отп. на ПС Вольская	ТФЗМ 220Б- IV 1000/5, КТ 0,2 Рег. № 31548-06	СРВ 245 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1802RALX QV-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L, Рег. № 37288-08			
9	ПС «Терешка» 220/110/10/0,4 кВ ОРУ-220 кВ, ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б- IV 1000/5, КТ 0,2 Рег. № 31548-06	СРВ 245 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1802RALX QV-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L, Рег. № 37288-08			
10	ПС «Терешка» 220/110/10/0,4 кВ ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Саратовская- Терешка	ТФЗМ 220Б- IV 1000/5, КТ 0,2 Рег. № 31548-06	СРВ 245 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1802RALX QV-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L, Рег. № 37288-08			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС Буровка-тяговая 220/27,5/10 кВ Ввод № 2 ВЛ-220 кВ Сенная 2	TG-245 300/5 КТ 0,2S Рег. № 15651-96	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 20344-05	A1802RALQ -P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	—	УСВ-3, Рег. № 51644-12	IBM System x3650 M3	Активная/Реактивная
12	ПС Буровка-тяговая 220/27,5/10 кВ, СВ	TG-245 1200/5 КТ 0,2S Рег. № 15651-96	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 20344-05	A1802RALQ -P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	—			
13	ПС Буровка-тяговая 220/27,5/10 кВ, Ввод 220 кВ Т2	TG-245 300/5 КТ 0,2S Рег. № 15651-96	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 Рег. № 20344-05	A1802RALQ -P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	—			

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной и реактивной электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) $U_{ном}$, ток (0,01-1,2) $I_{ном}$ для ИК №№ 11-13, ток (0,05-1,2) $I_{ном}$ для ИК №1-10, 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк., допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, счетчиков электрической энергии типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до плюс 60 °С, счетчиков электрической энергии типа Альфа А1800 от минус 40 до плюс 65 °С, УСПД типа ЭКОМ-300 от минус 10 до плюс 50 °С, УСПД типа RTU-325L от минус 10 до плюс 55 °С, серверов от 10 до 25 °С) приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от 0 до плюс 30 °С.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях, (\pm) d, %							
		$d_{I(2)\%}$,		$d_5\%$,		$d_{20\%}$,		$d_{100\%}$,	
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$		$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2, 4, 5	0,5	Не норм.	Не норм.	5,8	3,7	3,4	2,5	2,8	2,3
	0,8	Не норм.	Не норм.	3,3	5,3	2,2	3,2	2,0	2,7
	1	Не норм.	Не норм.	2,3	Не норм.	1,8	Не норм.	1,7	Не норм.
3, 6	0,5	Не норм.	Не норм.	5,8	4,2	3,4	3,6	2,8	3,5
	0,8	Не норм.	Не норм.	3,3	5,7	2,2	4,2	2,0	3,9
	1	Не норм.	Не норм.	2,3	Не норм.	1,8	Не норм.	1,7	Не норм.

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	0,5	Не норм.	Не норм.	5,5	2,9	3,1	2,1	2,4	1,9
	0,8	Не норм.	Не норм.	3,0	4,7	1,7	2,9	1,4	2,5
	1	Не норм.	Не норм.	1,9	Не норм.	1,3	Не норм.	1,1	Не норм.
8-10	0,5	Не норм.	Не норм.	2,2	1,8	1,4	1,2	1,2	1,2
	0,8	Не норм.	Не норм.	1,4	2,3	1,0	1,5	0,9	1,3
	1	Не норм.	Не норм.	1,2	Не норм.	0,9	Не норм.	0,8	Не норм.
11-13	0,5	2,5	2,4	1,9	1,6	1,7	1,3	1,7	1,3
	0,8	1,6	3,2	1,2	2,1	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,3	Не норм.	1,0	Не норм.	1,0	Не норм.	1,0	Не норм.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной и реактивной электроэнергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) Уном; ток (0,01-1,2) Iном для ИК №№ 11-13, ток (0,05-1,2) Iном для ИК» 1-10; 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк.); температура окружающей среды (23±2) °С приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электроэнергии

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной и реактивной электроэнергии, (\pm) d, %							
		d ₁₍₂₎ %, I ₁₍₂₎ % £ I _{изм} < I ₅ %		d ₅ %, I ₅ % £ I _{изм} < I ₂₀ %		d ₂₀ %, I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %		d ₁₀₀ %, I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %	
		A	P	A	P	A	P	A	P
1, 2, 4, 5	0,5	Не норм.	Не норм.	5,5	2,9	3,0	1,8	2,3	1,6
	0,8	Не норм.	Не норм.	3,0	4,7	1,7	2,7	1,4	2,1
	1	Не норм.	Не норм.	1,9	Не норм.	1,2	Не норм.	1,0	Не норм.
3, 6	0,5	Не норм.	Не норм.	5,5	2,8	3,0	1,8	2,3	1,6
	0,8	Не норм.	Не норм.	3,0	4,6	1,7	2,6	1,4	2,1
	1	Не норм.	Не норм.	1,9	Не норм.	1,2	Не норм.	1,0	Не норм.
7	0,5	Не норм.	Не норм.	5,5	2,6	3,0	1,5	2,2	1,3
	0,8	Не норм.	Не норм.	2,9	4,5	1,6	2,5	1,3	1,9
	1	Не норм.	Не норм.	1,8	Не норм.	1,1	Не норм.	0,9	Не норм.
8-10	0,5	Не норм.	Не норм.	2,1	1,4	1,2	0,9	1,0	0,8
	0,8	Не норм.	Не норм.	1,3	1,9	0,8	1,1	0,6	1,0
	1	Не норм.	Не норм.	1,0	Не норм.	0,6	Не норм.	0,5	Не норм.
11-13	0,5	2,4	1,7	1,7	1,2	1,5	1,0	1,5	1,0
	0,8	1,5	2,4	1,0	1,6	0,9	1,3	0,9	1,3
	1	1,2	Не норм.	0,8	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03

среднее время наработки на отказ, не менее, T_{ср}=90000 ч,

среднее время восстановления работоспособности t_в=2 ч,

счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М (Рег.№ 36697-08)

среднее время наработки на отказ, не менее, T_{ср}=140000 ч,

среднее время восстановления работоспособности t_в=2 ч,

счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М (Рег.№ 36697-12)

среднее время наработки на отказ, не менее, T_{ср}=165000 ч,

среднее время восстановления работоспособности t_в=2 ч,

счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа А1800

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср}=120000$ ч,

среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч,

УСПД ЭКОМ-3000

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср}=75000$ ч,

среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=24$ ч,

УСПД RTU-325L

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср}=100000$ ч,

среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=24$ ч,

УСВ-3

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср}=45000$ ч,

среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч,

трансформатор тока (напряжения)

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср}=40 \cdot 10^5$ ч,

сервер

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср}=208051$ ч,

среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=0,5$ ч.

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, УСПД и 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 счетчика;

фактов пропадания напряжения;

фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчике (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ 110Б-1 У1	8 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-1 У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-IV	9 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	TG-245	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	8 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ -3000	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325 L	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер	IBM System x3650 M3	2 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1 шт.
Документация		
Методика поверки	МП 4222-01-7716712474-2017	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-01-7716712474-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-01-7716712474-2017 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Саратовэнерго», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 15.06.2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные 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.;

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М (Рег.№ 36697-08) 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» 04.12.2007 г.;

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М (Рег.№ 36697-12) в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05. 2012 г.;

- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05. 2006 г.;

- УСПД ЭКОМ-3000 в соответствии с методикой ПБКМ.421459.003 МП «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- УСПД RTU-325L в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передача данных RTU-325 и RTU-325 L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- УСВ-3 в соответствии с документом ВЛСТ.240.00.000МП «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12.

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрихкодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Саратовэнерго». МВИ 4222-01-7716712474-2017.

Свидетельство об аттестации № 212/RA.RU.311290/2015/2017 от 05.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ПАО «Саратовэнерго»

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

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)
ИНН 7716712474

Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 2, пом. 23

Телефон: (919) 967-07-03; E-mail: LLCInterREC@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Телефон: (846) 336-08-27

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.