

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

(В редакции, утверждённой приказом Росстандарта № 2610 от 24 ноября 2017 года)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Костромская сбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Костромская сбытовая компания» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональный счетчик активной и реактивной электрической энергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ПАО «Костромская сбытовая компания» (сервер АИИС КУЭ), устройство синхронизации времени УСВ-1 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28716-05 (Рег. № 28716-05), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие основные задачи:

измерение 30-минутных приращение активной и реактивной электроэнергии; периодический (один 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 по заданным критериям (первичной информации, рассчитанной, замещенной и т. д.) в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

прием и обработка данных от смежных АИИС КУЭ (30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам измерений, входящим в сечения коммерческого учета с ПАО «Костромская сбытовая компания», данных о состоянии соответствующих средств измерений);

формирование актов учета перетоков и интегральных актов электроэнергии (направляемых коммерческому оператору оптового рынка) по сечениям между ПАО «Костромская сбытовая компания» и смежными субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности;

формирование отчетов в форматах XML-файлов 80020, 80030, 80040, 51070 а также в иных согласованных форматах;

передача результатов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным участникам оптового рынка электроэнергии;

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 ОАО «Костромская сбытовая компания»;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция часов АИИС КУЭ);
ведение и передача журналов событий компонентов АИИС КУЭ.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации и без корректировки на величину потерь электроэнергии в электрических сетях. Счетчик автоматически ведет журнал событий.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения 30 мин. и журнал событий соотнесены с текущим календарным временем. Результаты измерений передаются в кВт·ч (квар·ч).

Цифровой сигнал со значениями результатов измерений и информацией из журнала событий с выхода счетчика по линиям связи и далее через GSM-модем поступает на сервер АИИС КУЭ. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов, перевод измеренных значений в именованные физические величины, корректировку измеренных значений электроэнергии на величину потерь электроэнергии в электрических сетях, округление результатов измерений), формирование, хранение справочных и отчетных документов и последующую передачу информации по каналам связи Internet в АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ в соответствии с требованиями регламентов ОРЭМ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет импорт данных из XML-файлов 80020, 80030, 80040 с использованием канала связи сети Internet от смежных АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ (Таблица 1) в соответствии с кодами точек измерений, измерительных каналов, средств и объектов измерений и записывает 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии и журналы событий. Импортируемые данные сохраняются в базе данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Обработка измерительной информации из XML-файлов 80020, 80040 (умножение на коэффициенты трансформации, округление результатов измерений) не производится. Полученные данные используются при формировании, оформлении справочных и отчетных документов и последующей передаче информации по каналам связи Internet в АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ в соответствии с требованиями регламентов ОРЭМ.

Возможен импорт данных в АИИС КУЭ из XML-файлов 80020, 80030, 80040 с использованием канала связи сети Internet от других смежных АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ.

Обмен данными между смежными АИИС КУЭ и АИИС КУЭ ОАО «Костромская сбытовая компания» производится по электронной почте по каналу связи Internet в формате XML-файлов 80020 и 80040 с результатами измерений (30-минутными приращениями активной и реактивной электроэнергии), и в формате XML-файлов 80030 с информацией о состоянии средств измерений (журналов событий) и объектов измерений. Результаты измерений передаются в целых кВт·ч (квар·ч).

Наименования смежных АИИС КУЭ, с которыми взаимодействует АИИС КУЭ ОАО «Костромская сбытовая компания», приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Наименования смежных АИИС КУЭ, с которыми взаимодействует АИИС КУЭ ОАО «Костромская сбытовая компания»

№ СИ	Наименование средств измерений утвержденного типа	Рег. №
1	АИИС ООО «Кроностар»	29871-05
2	АИИС КУЭ ООО «Ремтара»	36078-07
3	АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Звезда»	38199-08
4	АИИС КУЭ Костромаэнерго-1	40020-08
5	АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Борок»	42091-09
6	АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10 кВ «Мантурово»	42092-09
7	АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ Мотордеталь»	42132-09
8	АИИС КУЭ тяговых подстанций Северной ЖД филиала ОАО "РЖД" в границах Костромской области	45307-10
9	АИИС КУЭ ОАО «Фанплит»	47558-11
10	АИИС КУЭ ООО «Омский стекольный завод»	46399-11
11	АИИС КУЭ тяговой подстанции «Космынино» Северной ЖД-филиала ОАО «РЖД» в границах Костромской области	50613-12
12	АИИС КУЭ Костромской ТЭЦ-1 и Костромской ТЭЦ-2	53652-13
13	АИИС КУЭ ОАО «Фанком»	54953-13
14	АИИС КУЭ тяговых подстанций Северной ЖД - филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Костромской области	55737-13
15	АИИС КУЭ ЕНЭС 220 кВ "Галич"	57611-14
16	АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ "Кострома-2"	57612-14
17	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети	59086-14
18	АИИС КУЭ ООО "Каскад-энергосбыт" - Регионы" (3 очередь)	60776-15
19	АИИС КУЭ АО Транссервисэнерго по группе объектов №1	65100-16

Серверное оборудование АИИС при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет прием, обработку полученной измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации путем межсерверного обмена в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Передача информации в адрес АО «АТС» осуществляется с электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ, а также в АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде XML-файлов 80020, 80030, 80040, 51070. Результаты измерений передаются в целых кВт·ч (квар·ч).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ-1, счетчиков, сервера АИИС КУЭ. УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени от GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчика и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в день. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 1 с.

СОЕВ не осуществляет синхронизацию времени в компонентах смежных АИИС КУЭ. Синхронизация часов в компонентах смежных АИИС КУЭ производится в соответствии с Описаниями типа средств измерений и документацией смежных АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 3.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 3 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование ИИК	Состав ИИК				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/35/10 кВ КПД, Ввод Т-1 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S 300/5 Зав. № 259 Зав. № 258 Зав. № 256 Рег. № 44640-11	ЗНГ-УЭТМ-110 кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 388 Зав. № 387 Зав. № 389 Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808140534 Рег. № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Зав. № 1509 Рег. № 28716-05	Активная Реактивная
2	ПС 110/35/10 кВ КПД, Ввод Т-2 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S 300/5 Зав. № 266 Зав. № 261 Зав. № 257 Рег. № 44640-11	ЗНГ-УЭТМ-110 кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 717 Зав. № 718 Зав. № 719 Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808140151 Рег. № 36697-08		Активная Реактивная
3	ПС 110/35/6 кВ СУ ГРЭС, Ввод Т-1 110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 60503 Зав. № 60549 Рег. № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1858 Зав. № 1868 Зав. № 2730 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01056434 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
4	ПС 110/35/6 кВ СУ ГРЭС, Ввод Т-2 110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 60119 Зав. № 60067 Рег. № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 906 Зав. № 904 Зав. № 912 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №01056441 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
5	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта-1, ВЛ-110 кВ Нерехта-1 (Нерехта-Лютово)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 300/1 Зав. № 1305 Зав. № 2555 Зав. № 2590 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 1263 Зав. № 1232 Зав. № 1220 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 12047021 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта-1, ВЛ-110 кВ Нерехта-Писцово	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 300/1 Зав. № 2475 Зав. № 2470 Зав. № 2564 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 1263 Зав. № 1232 Зав. № 1220 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02059452 Рег. № 27524-04	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Зав. № 1509 Рег. № 28716-05	Активная Реактивная
7	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта-1, ВЛ-110 кВ Нерехта-Клементьево	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 300/1 Зав. № 2477 Зав. № 2560 Зав. № 2569 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 1216 Зав. № 1218 Зав. № 1217 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104060151 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
8	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта-1, ВЛ-110 кВ Нерехта-2 (Нерехта-Ярцево)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 300/1 Зав. № 2463 Зав. № 2585 Зав. № 2559 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № 1216 Зав. № 1218 Зав. № 1217 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02059403 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
9	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта-1, ВЛ-35 кВ Нерехта-Рождественно	ТГМ-35 УХЛ1 Зав. № 226 Зав. № 225 Рег. № 41967-09 ТБМО-35 УХЛ1 Зав. № 05 Рег. № 33045-06 кл.т. 0,2S 100/1	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 212 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 12045165 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
10	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта-1, ВЛ-35 кВ Нерехта-Смирновская	ТБМО-35 УХЛ1 кл.т. 0,2S 200/1 Зав. № 08 Зав. № 57 Зав. № 09 Рег. № 33045-06	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 203 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 12045205 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
11	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта-1, ЗРУ-10 кВ, 1СШ, ф. 10-11	ТВЛМ-10 Зав. № 08198 Зав. № 01609 Рег. № 1856-63 ТЛМ-10 Зав. № 1361 Рег. № 2473-05 кл.т. 0,5 300/5	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 45685 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107081893 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 110/35/10/6 кВ Нерехта- 1, ЗРУ-10 кВ, 2СШ, ф. 10-12	ТЛМ-10 Зав. № 7906 Зав. № 2986 Рег. №2473-00 ТВЛМ-10 Зав. № 1399 Рег.№1856-63 кл.т. 0,5 300/5	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7608 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 12040310 Рег. № 27524-04	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Зав. № 1509 Рег. № 28716-05	Активная Реактивная
13	ПС 110/27,5/10 кВ Буй (т), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Халдеево- Буй (т)	ТГФ-110 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 530 Зав. № 531 Зав. № 532 Рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1104 Зав. № 1102 Зав. № 1097 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 12040210 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
14	ПС 110/27,5/10 кВ Поназы- рево (т), ВЛ- 110 кВ По- назырево - Ацвеж	ТГФ-110 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 538 Зав. № 536 Зав. № 534 Рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1113 Зав. № 1101 Зав. № 1112 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01056448 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
15	ПС 110/27,5/10 кВ Поназы- рево (т), ВЛ- 110 кВ По- назырево - Гостовская	ТГФ-110 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 537 Зав. № 533 Зав. № 535 Рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1113 Зав. № 1101 Зав. № 1112 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02059410 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
16	ПС 110/27,5/10 кВ Поназы- рево (т), ОМВ-110 кВ	ТГФ-110 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 541 Зав. № 543 Зав. № 540 Рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1115 Зав. № 1110 Зав. № 1107 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104064195 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
17	ПС 110/10 кВ Григор- цево, Ввод 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S 50/5 Зав. № 941 Зав. № 948 Зав. № 945 Рег. № 44640-11	НКФ 110-83 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 37180 Зав. № 37294 Зав. № 37329 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02052066 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
18	ПС 110/10 кВ Клементьево, Ввод Т-1 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S 50/5 Зав. № 946 Зав. № 943 Зав. № 947 Рег. № 44640-11	НКФ 110-83 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 21403 Зав. № 54517 Зав. № 56209 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01056378 Рег. № 27524-04	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Зав. № 1509 Рег. № 28716-05	Активная Реактивная
19	ПС 110/35/10 кВ Александрово, ВЛ-110 кВ Заволжск-Александрово	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 47856 Зав. № 35562 Рег. № 2793-71	НКФ 110-57У1 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 9662 Зав. № 9559 Зав. № 9433 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 12045155 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
20	ПС 110/35/10 кВ Павино, ВЛ-110 кВ Павино-Никольск	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 150/1 Зав. № 3156 Зав. № 3512 Зав. № 3153 Рег. № 23256-05	НКФ-110 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 44995 Зав. № 45886 Зав. № 45155 Рег. № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0110068188 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
21	ПС 110/35/10 кВ Павино, ОМВ-110 кВ	ТФНД-110М кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 51014 Зав. № 46604 Зав. № 46598 Рег. № 2793-71	НКФ-110 кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 980213 Зав. № 996604 Зав. № 980226 Рег. № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 62050372 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
22	ПС 110/35/10 кВ Буй (р), ЗРУ 10 кВ, Ввод №1 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 45930 Зав. № 46721 Зав. № 40875 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 0142 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107081711 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
23	ПС 110/35/10 кВ Буй (р), ЗРУ 10 кВ, Ввод №2 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 3900 Зав. № 3744 Зав. № 3738 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 680 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107082303 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
24	ПС 110/35/27,5/1 0 кВ Нея, Ввод №1 27,5 кВ	ТБМО-35 УХЛ1 кл.т. 0,5S 500/1 Зав. № 46 Зав. № 45 Зав. № 48 Рег. № 33045-06	ЗНОМ-35У1 кл.т. 0,5 Зав. № 0812RT182 Рег.№ 51200-12 ЗНОЛ-35Ш кл.т. 0,5 27500/√3/100/√3 Зав. № 167 Рег.№ 21257-06 ЗНОЛ кл.т. 0,5 27500/√3/100/√3 Зав. № 8614 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107081879 Рег. № 27524-04	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Зав. № 1509 Рег. № 28716-05	Активная Реактивная
25	ПС 110/35/27,5/1 0 кВ Нея, Ввод №2 27,5 кВ	ТБМО-35 УХЛ1 кл.т. 0,5S 500/1 Зав. № 47 Зав. № 49 Зав. № 50 Рег. № 33045-06	ЗНОЛ кл.т. 0,5 27500/√3/100/√3 Зав. № 6572 Рег. № 46738-11 ЗНОЛ-35Ш кл.т. 0,5 27500/√3/100/√3 Зав. № 168 Зав. № 166 Рег. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107081848 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
26	ПС 35/10 кВ Катунино, ВЛ-35 кВ Ветлуга- Катунино	ТФЗМ-35Б-1У1 кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 21822 Зав. № 22040 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Зав. № 1287102 Зав. № 1287104 Зав. № 1126809 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0401062441 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cos φ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения d, %			
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% I_{изм} < I_{120}\%$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
3, 4, 11 – 16, 19, 21, 26 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,3	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,8
	0,8	-	±3,2	±2,2	±1,9
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,4	±2,7
5 – 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,7	±2,3	±1,9	±1,7	±1,7
	0,5	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
9, 10, 17, 18, 20 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,9	±2,5	±2,2	±2,2
24, 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±2,0	±1,8	±1,8
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,5	±2,7	±2,7
22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,1	±1,6	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3

Продолжение таблицы 4

Номер ИИК	sin φ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения d, %			
		$I_{1(2)} \% I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% I_{изм} < I_{120} \%$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	±2,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,8	±2,5	±2,3	±1,8	±1,8
	0,7	±2,4	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±2,2	±2,1	±1,7	±1,7
3, 4, 11 – 16, 19, 21, 26 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,8	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,5	-	±3,6	±2,4	±2,2
5 – 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,9	±10,8	±3,7	±2,5	±2,2
	0,8	±8,5	±3,2	±2,2	±2,1
	0,7	±7,5	±2,9	±2,1	±2,0
	0,5	±6,6	±2,7	±2,0	±2,0
9, 10, 17, 18, 20 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±10,9	±3,9	±2,9	±2,5
	0,8	±8,5	±3,3	±2,4	±2,2
	0,7	±7,6	±3,0	±2,2	±2,1
	0,5	±6,7	±2,8	±2,1	±2,1
24, 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±12,3	±4,9	±3,6	±3,2
	0,8	±10,3	±3,8	±2,7	±2,6
	0,7	±9,5	±3,4	±2,4	±2,4
	0,5	±8,8	±3,0	±2,2	±2,2
22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,1	±4,6	±3,9
	0,8	-	±5,4	±3,8	±3,5
	0,7	-	±4,7	±3,5	±3,3
	0,5	-	±4,0	±3,2	±3,1

Ход часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ ±5 с/сут.

Примечания:

1 Погрешность измерений активной энергии и мощности $d_{1(2)\%P}$ для $\cos \varphi = 1$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

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

3 В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

4 Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение переменного тока питающей сети от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;

сила переменного тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$;

температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С;

относительная влажность воздуха от 30 до 80 % при 25 °С.

5 Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение переменного тока питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;

сила переменного тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 1, 2, 5 – 10, 17, 18, 20, 24, 25;

сила переменного тока от 0,05 Iном до 1,2 Iном для ИИК № 3, 4, 11 – 16, 19, 21, 22, 23, 26;

относительная влажность воздуха от 75 до 98 % при 25 °С.

температура окружающей среды:

для счетчиков от плюс 5 до плюс 35 °С;

для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001;

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 для ИИК № 1, 2; по ГОСТ 30206-94 для ИИК № 3 – 26, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005 для ИИК № 1, 2; по ГОСТ 26035-83 для ИИК № 3 – 26;

7 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 3. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Костромская сбытовая компания» как его неотъемлемая часть.

8 Погрешность измерений активной и реактивной энергии рассчитана с учетом влияния метрологически значимой части программного обеспечения.

В связи с отсутствием обработки измерительной информации из XML-файлов 80020, 80040, получаемых от смежных АИИС КУЭ, погрешность измерений активной и реактивной энергии, полученных от смежных АИИС КУЭ, не изменяется.

Функции метрологически не значимой части программного обеспечения:

периодический (один раз в день) или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут) от счетчиков электрической энергии;

автоматическая регистрация событий в журнале событий;

импорт результатов измерений из XML-файлов 80020, 80040, полученных от других внешних АИИС КУЭ;

импорт событий и информации о состоянии средств измерений из XML-отчетов 80030, полученных от других смежных АИИС КУЭ с записью полученных данных в журнале событий, а также ввод информации от пользователя о состоянии объектов измерений и расчетных схем;

хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, объектов измерений и расчетных схем в специализированной базе данных;

автоматическое или по запросу формирование отчетов согласно требованиям получателей отчетов и регламентов ОРЭМ, в том числе в виде XML-файлов 80020, 80030, 80040, 51070, в виде электронных документов с таблицами, графиками и возможностью получения печатной копии;

использование средств электронной цифровой подписи для передачи отчетов в виде XML-файлов 80020, 80030, 80040, 51070 в адрес АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ;

конфигурирования и параметрирование технических средств программного обеспечения;

предоставления пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;

сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

обеспечение защиты данных от несанкционированного доступа при помощи аутентификации компонентов и пользователей, разграничения прав пользователей и паролей;

мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции метрологически значимой части программного обеспечения:

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

счетчик СЭТ-4ТМ.03 (Рег. № 27524-04) – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;

счетчик СЭТ-4ТМ.03 (Рег. № 36697-08) – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ часа;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ часа;
- для модема $T_v \leq 1$ часа.

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, УССВ, сервере, АРМ;

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 по каждой фазе;
- фактов перерывов питания счетчика;
- фактов коррекции времени и величин времени после коррекции;
- обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики.

Наличие фиксации в журнале событий сервера следующих событий:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (ТТ и ТН);
- фактов коррекции времени и величин времени после коррекции;
- пропадание питания;
- замена счетчика;

полученные с уровня ИИК журналы событий и событий из XML-файлов 80030 от смежных АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
Трансформатор тока	ТОГФ-110	12 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б	6 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	15 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-35 УХЛ1	10 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФ-110	12 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНГ-УЭТМ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	30 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-83	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35У1	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	24 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
GSM-модем	Siemens MC-35	12 шт.
GSM-модем	iRZ MC52iT	1 шт.
Сервер	HP ProLiant DL360 G5	1 шт.
ИБП	UPS 1000VA Smart APC	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-4650-500-2017	1 шт.
Формуляр	ЭССО.411711.АИИС.116.ПФ	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4650-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Костромская сбытовая компания». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 14.09.2017 года.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;

УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

Энергомонитор 3.3Т1-С, измеряющий параметры электросети. Регистрационный № 39952-08;

Прибор комбинированный Testo 622, измеряющий рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ. Регистрационный № 39952-08;

Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Рег. № 46656-11).

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в аттестованном документе.

Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Костромская сбытовая компания». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0097/2013-01.00324-2011 от 16.05.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Костромская сбытовая компания»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»
(ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»)

ИНН 7706284124

Адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д.4а, офис № 3

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: +7 (4922) 33-81-51, +7 (4922) 34-67-26

Факс: +7 (4922) 42-44-93

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегиональный центр метрологического обеспечения» (ООО «МЦМО»)
ИНН 7715671659
Адрес: 600021 г. Владимир, ул. Пушкарская, д. 46, оф. 514, 515, 517
Телефон: +7 (4922) 47-09-34

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С. С. Голубев

М.п.

«____» _____ 2017 г.