

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ХИМПРОМ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ХИМПРОМ» (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 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места (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 входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК №№ 1-22 передача измерительной информации от УСПД на сервер осуществляется по проводным линиям связи с интерфейсом ИРПС. Для остальных ИК передача измерительной информации от УСПД на сервер осуществляется по выделенной телефонной линии.

На сервере осуществляется дальнейшая обработка поступающей информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение полученных данных, оформление отчетных документов.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» 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 действующими требованиями к предоставлению информации.

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, ИВКЭ и ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу каждые 30 минут, коррекция часов производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи (1 раз в сутки). Корректировка часов УСПД производится автоматически при расхождении с часами сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение часов счетчика с часами соответствующего УСПД осуществляется во время каждого сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчика, УСПД 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	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrolgy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
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	УСПД			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Новочебоксар- ская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	DEPO Storm 3300С 3	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
2	Новочебоксар- ская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 10	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
3	Новочебоксар- ская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	ДЕРО Storm 3300С 3	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
5	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
6	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 37	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
7	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 43	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
8	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 50	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
9	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 53	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 58	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	ДЕРО Storm 3300С 3	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
11	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2 сек. 2 с.ш. 35 кВ, яч. 6	ТПОЛ-35 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 5717-76 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ -35 III-4 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
12	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, 1 сек. 2 с.ш. 35 кВ, яч. 15	ТПОЛ-35 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 5717-76 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ -35 III-4 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
13	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ОВ-110 кВ	ТВ 110-II Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 19720-00 Фазы: А; В; С	1 с.ш. НКФ110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С 2 с.ш. НКФ110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-110 кВ, с.ш. 110 кВ, яч. 10	ТВ 110-II Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 19720-00 Фазы: А; В; С	1 с.ш. НКФ110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С 2 с.ш. НКФ110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	DEPO Storm 3300C 3	Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6
15	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, 1 сек. 2 с.ш. 35 кВ, яч. 1	ТПОЛ-35 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 5717-76 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ -35 III-4 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
16	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2 сек. 2 с.ш. 35 кВ, яч. 8	ТПОЛ-35 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 5717-76 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ -35 III-4 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6
17	Новочебоксарская ТЭЦ-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2 сек. 2 с.ш. 35 кВ, яч. 12	ТПОЛ-35 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 5717-76 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ -35 III-4 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	DEPO Storm 3300C 3	Актив- ная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	ГПП-1 110 кВ ПАО «Хим- пром», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
19	ГПП-1 110 кВ ПАО «Хим- пром», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 51	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
20	ГПП-1 110 кВ ПАО «Хим- пром», РУ-6 кВ, 5 с.ш. 6 кВ, яч. 79	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
21	ГПП-1 110 кВ ПАО «Хим- пром», РУ-6 кВ, 7 с.ш. 6 кВ, яч. 115	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	DEPO Storm 3300C 3	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
22	ГПП-1 110 кВ ПАО «Хим- пром», Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
23	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
25	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
26	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
27	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 20	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
28	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	DEPO Storm 3300C 3	Актив- ная	1,3	3,3
		ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: С					Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 32	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
30	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 29	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
31	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
						ДЕРО Storm 3300С 3	Реактив- ная	2,5	5,6
32	ПС 110 кВ «Порт», Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
33	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 8	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
34	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 34	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 36	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
36	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
						ДЕРО Storm 3300С 3	Реактив- ная	2,5	5,6
37	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
38	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
39	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
40	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 27	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 25	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
42	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 23	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
43	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 15	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
44	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
45	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	ДЕРО Storm 3300С 3	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
46	ПС 110 кВ «Порт», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

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 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ 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 ГОСТ 30206-94 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005.
- 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 УСПД 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
Количество ИК	46
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 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 $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчика, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД и сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 70000 1 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: 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 для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 5 3,5

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:
счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	12
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-35	10
Трансформаторы тока встроенные	ТВ 110-II	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	39
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-57	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	34
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	4
Сервер	DEPO Storm 3300C3	1
Автоматизированное рабочее место	-	2
Методика поверки	МП ЭПР-061-2018	1
Формуляр-Паспорт	13.2017.ХИМПРОМ-АУ.ФО-ПС	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-061-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ХИМПРОМ». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 18.01.2018 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) «ХИМПРОМ»

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 «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)

ИНН 7721777526

Адрес: 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 1

Телефон (факс): (495) 788-48-25

Web-сайт: teninter.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: (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.