

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Южный Кузбасс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Южный Кузбасс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 25, 26 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на модем, работающий в режиме пакетной передачи данных GPRS (основной канал) или в режиме канальной передачи данных CSD (резервный канал), и по каналу связи поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС) на сервер.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по сети Ethernet (основной канал) поступает в ЛВС на сервер. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных GPRS.

На сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков и часы сервера. 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. Сравнение часов сервера с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», 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 непрерывно, коррекция часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в час. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 8.0. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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 элек- триче- ской энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основной относительной по- грешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаи- мой относительной погрешности в рабо- чих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Распадская-1», 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТФМ-110 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	HP ProLiant DL20 Gen9	Актив- ная	0,8	2,0
						Реак- тивная	1,5	3,4
2	ПС «Распадская-1», 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТФМ-110 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив- ная	0,8	2,0
						Реак- тивная	1,5	3,4
3	ПС «Распадская-1», 110/6 кВ, РУ-6 кВ, ф. яч. 11	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,2 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-02 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив- ная	1,1	3,3
						Реак- тивная	2,2	6,4
4	ПС «Распадская-2», 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив- ная	0,8	2,1
						Реак- тивная	1,5	5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС «Распадская-2», 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	HP ProLiant DL20 Gen9	Актив- ная	0,8	2,1
						Реак- тивная	1,5	5,0
6	ПС «Распадская-3», 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив- ная	0,8	2,1
						Реак- тивная	1,5	5,0
7	ПС «Распадская-3», 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив- ная	0,8	2,1
						Реак- тивная	1,5	5,0
8	ПС 110 кВ Распадская-3, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф.9	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	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
9	ПС 110 кВ Распадская-3, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф.28	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. № 36697-17		Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
10	ПС «Красногорская», 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Актив- ная	1,0	2,2	
					Реак- тивная	1,8	5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС «Красногорская», 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,0	2,2
						Реак-тивная	1,8	5,1
12	ПС «Районная котельная», 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	0,8	2,1
						Реак-тивная	1,5	5,0
13	ПС «Районная котельная», 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	0,8	2,1
						Реак-тивная	1,5	5,0
14	ПС «Томусинская», 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	0,8	2,1
						Реак-тивная	1,5	5,0
15	ПС «Томусинская», 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	HP ProLiant DL20 Gen9	Актив-ная	0,8	2,1
						Реак-тивная	1,5	5,0
16	ПС «Томусинская», 110/35/6 кВ, ВЛ - 35 кВ, У-15	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 21256-03 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС «Томусинская», 110/35/6 кВ, ВЛ - 35 кВ, У-16	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 21256-03 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	6,4
18	ПС Клетьевая, 35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, ввод Т-1	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 21256-03 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	6,4
19	ПС Клетьевая, 35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, ввод Т-2	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 21256-03 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	6,4
20	ПС Клетьевая, 35/6 кВ, РУ-6 кВ, ф. яч. 17	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 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. № 36697-12		Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	5,6
21	ЦРП «РМЗ», РУ-6 кВ, ввод 1, КЛ-6 кВ, ф6-14р	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	HP ProLiant DL20 Gen9	Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	6,4
22	ЦРП «РМЗ», РУ-6 кВ, ввод 2, КЛ-6 кВ, ф6-16р	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ЦРП «Томусинского», РУ-6 кВ, ввод 1, КЛ-6 кВ, ф6-17п	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,3	3,3
		ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Реак-тивная	2,5	6,4
24	ЦРП «Томусинского», РУ-6 кВ, ввод 2, КЛ-6 кВ, ф6-19п	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив-ная	1,2	3,3
		ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 15128-03 Фазы: В; С				Реак-тивная	2,5	5,2
25	ЦРП Котельной 6 кВ, ячейка ввода 6 кВ №1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	HP ProLiant DL20 Gen9	Актив-ная	1,3	3,3
		ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		Реак-тивная	2,5	5,6
26	ЦРП Котельной 6 кВ, ячейка ввода 6 кВ №2	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		Актив-ная	1,3	3,3
						Реак-тивная	2,5	5,6

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±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 ИК №№ 3-7, 10-23 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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	26
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3-7, 10-23 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3-7, 10-23 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 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 +20 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 и ПСЧ-4ТМ.05: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): 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 220000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 56 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

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	ТФМ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	16
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	30

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПJM-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	12
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	30
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57У1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	15
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	21
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Сервер	HP ProLiant DL20 Gen9	1
Методика поверки	МП ЭПР-142-2019	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.176.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-142-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Южный Кузбасс». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 20.02.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- 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);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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 документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Южный Кузбасс», свидетельство об аттестации № 161/RA.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Южный Кузбасс»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы») ИНН 3328498209

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

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

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

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.