

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Костромской ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Костромской ТЭЦ-1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), счётчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя высокопроизводительный сервер с установленным программным обеспечением ПО «Альфа ЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени, типа УСВ-3, локально-вычислительную сеть, автоматизированное рабочее место (далее - АРМ), технические средства приёма-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) 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 счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика 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 минут.

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

Цифровой сигнал с выходов счётчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает по проводным линиям на сервер, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации по подключенным к серверу устройствам.

АРМ подключен к ИВК АИИС КУЭ и формирует отчёты в формате XML, подписывает ЭЦП и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet Коммерческому оператору, региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и транслирующего шкалу времени в цифровой форме по последовательному порту по протоколу NMEA 0183 на сервер. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется один раз в сутки при расхождении времени часов сервера и системы глобального позиционирования более ± 2 секунд. Сличение времени часов счётчиков АИИС КУЭ с временем часов сервера происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени встроенных часов счётчика осуществляется автоматически один раз в сутки, при расхождении времени часов счётчиков с временем часов сервера более ± 3 секунд. От сервера также обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ АИИС КУЭ.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Костромской ТЭЦ-1 используется ПО «Альфа ЦЕНТР» (Версия не ниже 15.07.06). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УССВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Костромская ТЭЦ-1, Турбогенератор №2	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	1,2 1,9	2,9 4,5
2	Костромская ТЭЦ-1, Турбогенератор №4	ТОЛ-10-И-1 У2 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НОЛ.08-6 УТ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	1,2 1,9	2,9 4,5
3	Костромская ТЭЦ-1, Турбогенератор №5	ТПОЛ 10 У3 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НОЛ.08-6 УТ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	1,2 1,9	2,9 4,5
4	Костромская ТЭЦ-1, Турбогенератор №6	ТПОЛ 10 У3 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НОЛ.08-6 УТ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	1,2 1,9	2,9 4,5
5	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 1 с.ш., яч. №17	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 1 с.ш., яч. №16	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
7	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 1 с.ш., яч. №15	ТВЛМ-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
8	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 1 с.ш., яч. №14	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
9	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 1 с.ш., яч. №11	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
10	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 2 с.ш., яч. №8	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
11	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 2 с.ш., яч. №7	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 2 с.ш., яч. №6	ТЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
13	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 2 с.ш., яч. №3	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
14	Костромская ТЭЦ-1, КРУ-6 кВ ПС "Связи", 2 с.ш., яч. №1	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
15	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-1 6 кВ, 3 с.ш., яч. №1	ТОЛ-10 УХЛ2.1 300/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
16	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-1 6 кВ, 3 с.ш., яч. №4	ТОЛ-10 УХЛ2.1 600/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
17	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-1 6 кВ, 3 с.ш., яч. №8	ТОЛ-10 УХЛ2.1 600/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-1 6 кВ, 4 с.ш., яч. №24	ТОЛ-10-1-1 У2 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	УСВ-3 Пер. № 64242-16	активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
19	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-1 6 кВ, 4 с.ш., яч. №21	ТОЛ-10 75/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-02	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
20	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-1 6 кВ, 4 с.ш., яч. №23	ТОЛ-10-1-2 У2 600/5 КТ 0,5 Пер. № 15128-07	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
21	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., яч. №2	ТЛМ-10 300/5 КТ 0,5 Пер. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
22	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., яч. №3	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Пер. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
23	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., яч. №4	ТЛМ-10-1 У3 600/5 КТ 0,5 Пер. № 2473-05	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., яч. №7	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
25	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., яч. №8	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
26	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., яч. №10	ТЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
27	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., яч. №9	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
28	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 6 с.ш., яч. №20	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
29	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 6 с.ш., яч. №21	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 6 с.ш., яч. №24	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
31	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 6 с.ш., яч. №22	ТЛМ-10-1 УЗ 600/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
32	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 6 с.ш., яч. №23	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
33	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 5 с.ш., ввод.яч. №9	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НОЛ.08-6 УТ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
34	Костромская ТЭЦ-1, ГРУ-2 6 кВ, 6 с.ш., ввод. яч. №17	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НОЛ.08-6 УТ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.								

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Допускается замена измерительных трансформаторов, счётчиков и УССВ, ИВК 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

4. ТТ по ГОСТ 7746-2001, ТН по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,05 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд, основная погрешность указана для $I = 1,0 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	34
1	2
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счётчиков, °С - частота, Гц 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счётчиков, °С: СЭТ-4ТМ.02М.03 СЭТ-4ТМ.03М СЭТ-4ТМ.03 СЭТ-4ТМ.03.01 СЭТ-4ТМ.02.2-14 - температура окружающей среды для сервера, °С: - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -40 до +55</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от 80 до 106,7 кПа</p> <p>98 %</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счётчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: СЭТ-4ТМ.02М.03 СЭТ-4ТМ.03М СЭТ-4ТМ.03 СЭТ-4ТМ.03.01 СЭТ-4ТМ.02.2-14 <p>УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>165000</p> <p>90000</p> <p>90000</p> <p>90000</p> <p>45000</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счётчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.02М.03</p> <p>-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, суток</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <p>-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, суток</p>	<p>113,7</p> <p>113,7</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
СЭТ-4ТМ.03 -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, суток	113,7
СЭТ-4ТМ.03.01 -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, суток	
СЭТ-4ТМ.02.2-14 -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, суток	113,7
Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надёжность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания и восстановление напряжения;
 - коррекции времени в счётчике.
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания и восстановление напряжения;
 - коррекции времени в счётчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчётчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Костромской ТЭЦ-1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	14 шт.
	ТЛМ-10	22 шт.
	ТЛМ-10-1 У3	4 шт.
	ТОЛ-10	4 шт.
	ТОЛ-10 УХЛ2.1	6 шт.
	ТОЛ-10-I-1 У2	5 шт.
	ТОЛ-10-I-2 У2	2 шт.
	ТПОЛ 10 У3	4 шт.
	ТПОЛ-10	8 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	6 шт.
	НОЛ.08-6 УТ2	10 шт.
	НОМ-6	2 шт.
Счётчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.02.2-14	25 шт.
	СЭТ-4ТМ.02М.03	1 шт.
	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
	СЭТ-4ТМ.03.01	4 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1 шт.
Основной сервер	HP Proliant ML370	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1 шт.
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43-39-7714348389-2018	1 экз.
Формуляр	ФО 26.51.43-39-7714348389-2018	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-39-7714348389-2018. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Костромской ТЭЦ-1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 02.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ1. «Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.02 в соответствии с документом ИЛГШ.411152.087 РЭ1. «Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.02. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1. «Счётчики 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.;
- счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.02М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1. «Счётчики 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.;
- УСВ-3 - в соответствии с документом РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-04);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 33750-12).

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Костромской ТЭЦ-1 МВИ 26.51.43-39-7714348389-2018, аттестованной в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга РФ от 15.12.2015 г № 4091 ФБУ «Самарский ЦСМ» 29.01.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Костромской ТЭЦ-1

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 «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний
в Самарской области» (ФБУ Самарский ЦСМ)

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

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

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. « ____ » _____ 2018 г.