

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО "СН-МНГ" Подстанции 110/35/6 кВ с Изменением № 1, № 2 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО "СН-МНГ" Подстанции 110/35/6 кВ, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A №44467, регистрационный № 48251-11, ОАО "СН-МНГ" Подстанции 110/35/6 кВ с Изменением № 1, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 52082, регистрационный № 48251-13, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2.

АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01.00 (далее – УСПД), канaloобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ЦСИ, включающий в себя канaloобразующую аппаратуру, сервера баз данных (БД) ЦСИ, устройство синхронизации системного времени на базе радиочасов МИР РЧ-02, номер в Госреестре СИ РФ № 46656-11, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя канaloобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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 сети.

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.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным физическим линиям связи (интерфейс RS-485) поступают на входы УСПД, которое выполняет дальнейшую обработку измерительной информации, осуществляется ее хранение, накопление и передачу накопленных данных на уровень ИВК по основному (Radio Ethernet на базе оборудования Motorola Canopy) и резервному (канал GSM-сети, образованный GSM-модемами Siemens TC65) каналам связи.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенной линии до провайдера Internet -услуг (основной канал) или коммутируемой телефонной линии до Internet (резервный канал).

АИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, состоящей из устройства синхронизации системного времени – радиочасов МИР РЧ-02, предназначенных для приема сигналов GPS и выдачи последовательного импульсного временного кода; пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта импульса к шкале координированного времени составляют ± 1 мкс. Часы сервера БД синхронизированы с часами радиочасов МИР РЧ-02, сличение ежесекундное. Часы УСПД синхронизированы с часами сервера БД, сличение часов УСПД и сервера осуществляется четыре раза в сутки (каждые 6 часов), корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении часов УСПД и часов сервера БД более чем на ± 350 мс. Сличение часов счетчиков с часами УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков осуществляется при расхождении часов счетчика и часов УСПД на величину ± 2 с. и более.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2 используется ПО в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ	MirServsbor.msi	2.0.0.1	7d30b09bbf536b7f4 5db352b0c7b7023	md5
Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	EnergyRes.msi	2.5	55a532c7e6a3c3040 5d702554617f7bc	md5
Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ	MirReaderSetup.msi	2.0.9.0	6dcfa7d8a621420f8 a52b8417b5f7bbc	md5

- ПО входит в состав системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР (Госреестр СИ РФ № 36357-13).
 - Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.
 - Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.
 - Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПП 110 кВ «Восточный»								
1	ВЛ-110 кВ «Чистинная-1» ИК №143	ТВГ-110 Кл. т. 0,2 600/5 Зав. № 23874; Зав. № 24103; Зав. № 23898	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 23405; НКФ-110-83 ХЛ1 Кл. т. 0,5 110000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 54127; Зав. № 53994	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0101070481	МИР УСПД-01.00 Зав. № 0908354	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$	$\pm 2,6$ $\pm 4,5$
2	ВЛ-110 кВ «Чистинная-2» ИК №144	ТВГ-110 Кл. т. 0,2 600/5 Зав. № 24590; Зав. № 24613; Зав. № 24650	НКФ-110-83 ХЛ1 Кл. т. 0,5 110000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 34029; Зав. № 54168; Зав. № 54116	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0102074191	МИР УСПД-01.00 Зав. № 0908354	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$	$\pm 2,6$ $\pm 4,5$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ОВ-110 кВ ИК №145	ТФ3М-150Б-І У1; Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 2212; Зав. № 22034; ТФ3М-150А-І У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 2667	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 23405; НКФ-110-83 ХЛ1 Кл. т. 0,5 110000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 54127; Зав. № 53994 Зав. № 34029; Зав. № 54168; Зав. № 54116	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807090022	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 0908354	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,5$ $\pm 6,1$
ПС 110/35/6 кВ «Северо-Покурская» РУ 6 кВ								
4	Ввод №1 ячейка №2 ИК №152	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 9117; Зав. № 5011	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 106	МИР С-01.02.Т.2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 1104964	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 0911398	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,4$	$\pm 3,0$ $\pm 5,1$
5	Ввод №2 ячейка №4 ИК №153	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 4412; Зав. № 4497	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 244	МИР С-01.02.Т.2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 1102468	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 0911398	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,4$	$\pm 3,0$ $\pm 5,1$
ПС 35/10 кВ «Мегион»								
6	Ввод №1 ячейка №1 ИК №160	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 26923; Зав. № 26922	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1077	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811115026	-	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 5,0$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Ввод №2 ячейка №10 ИК №161	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 26872; Зав. № 26702	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1080	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810111001	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±5,0
ПС 220/110/35 кВ «Кирьяновская»								
8	Фидер 35 кВ №3 ИК №164	ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 30376; Зав. № 30395	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 313	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812106738	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±5,0
9	Фидер 35 кВ №4 ИК №165	ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 30388; Зав. № 30375	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 316	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812106590	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±5,0
10	Фидер 35 кВ №5 ИК №166	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 70142; Зав. № 70153	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 316	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812106593	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±5,0
11	Фидер 35 кВ №6 ИК №167	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 70211; Зав. № 70129	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 313	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812106586	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/6 кВ «Аганская»								
12	Фидер 35 кВ №1 ИК №168	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 00056-11; Зав. № 00063-11; Зав. № 00049-11	НАМИ-35А УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 64	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105081476	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1002425	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±7,9
13	Фидер 35 кВ №2 ИК №169	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 00029-11; Зав. № 00043-11; Зав. № 00059-11	НАМИ-35А УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 342	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108064014	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1002425	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±5,4
14	Фидер 35 кВ №3 ИК №170	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 00047-11; Зав. № 00052-11; Зав. № 00046-11	НАМИ-35А УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 342	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108061152	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1002425	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±5,4
15	Фидер 35 кВ №4 ИК №171	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 00064-11; Зав. № 00054-11; Зав. № 00025-11	НАМИ-35А УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 64	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108061213	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1002425	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Фидер 35 кВ №5 ИК №172	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 00060-11; Зав. № 00062-11; Зав. № 00044-11	НАМИ-35А УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 64	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108061138	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1002425	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±5,4
17	Фидер 35 кВ №6 ИК №173	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 00034-11; Зав. № 00051-11; Зав. № 00050-11	НАМИ-35А УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 342	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108061185	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1002425	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±5,4
ПС 220/10/6 кВ «Каркатеевы»								
18	КЛ 6 кВ ф.39 ИК №174	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 28672-12; Зав. № 28997-12; Зав. № 28759-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 Кл. т. 0,5 6000√3/100√3 Зав. № 05417-12; Зав. № 05418-12; Зав. № 05419-12	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01247724	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±5,1
19	КЛ 6 кВ ф.40 ИК №175	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 29070-12; Зав. № 28758-12; Зав. № 29190-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 Кл. т. 0,5 6000√3/100√3 Зав. № 05440-12; Зав. № 05441-12; Зав. № 05442-12	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01247723	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35/10 кВ «ЛПХ»								
20	Ввод №1 ячейка №9 ИК №176	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 7973; Зав. № 3651	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 8182	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 08062149	-	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
21	Ввод №2 ячейка №1 ИК №177	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 7876; Зав. № 1750	НТМИ-10-66 У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 8175	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0801120321	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±6,1
22	TCH-1 ИК №178	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 9050246; Зав. № 9050208; Зав. № 9050248	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07040024	-	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,5 ±4,7
23	TCH-2 ИК №179	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 0003294; Зав. № 0003273; Зав. № 0003279	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07040207	-	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,5 ±4,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos\phi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °C до плюс 35 °C; счетчиков - от плюс 21 °C до плюс 25 °C; УСПД - от плюс 10 °C до плюс 30 °C; ИВК - от плюс 10 °C до плюс 30 °C;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °C;

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 °C до плюс 60 °C;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °C до плюс 60 °C;

– для счётчиков электроэнергии МИР С-03 от минус 40 °C до плюс 60 °C;

– для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус 40 °C до плюс 65 °C;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02 от минус 40 °C до плюс 55 °C;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл;

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °C до плюс 30 °C;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °C до плюс 40 °C.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «СН-МНГ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчёты СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– электросчёты СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее

$T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– электросчётик МИР С-03 – среднее время наработки на отказ не менее

$T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– электросчётик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее

$T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– электросчётик СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее

$T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– электросчётик СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее

$T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– УСПД МИР УСПД-01.00 – среднее время наработки на отказ не менее

$T = 82500$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч.

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 счётика:

– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;

– журнал УСПД:

– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике и УСПД;
– пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчётика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– УСПД;
– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– электросчетчика;
– УСПД;
– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВГ-110	22440-07	6
Трансформатор тока	ТФ3М-150Б-І У1	5313-76	2
Трансформатор тока	ТФ3М-150А-І У1	5313-76	1
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	1423-60	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	15128-07	4
Трансформатор тока	ТФ3М 35А-У1	26417-06	4
Трансформатор тока	ТФ3М 35А-ХЛ1	26418-08	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	40086-08	18
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	4
Трансформатор тока	ТОП-0,66	15174-06	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	1188-58	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 ХЛ1	1188-84	5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	16687-07	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-09	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35А УХЛ1	19813-09	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1	35956-12	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	831-69	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697 -08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-01.02.Т.2R	32142-08	2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	31857-11	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	36697-08	1
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01.00	27420-08	3
Программное обеспечение	ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 48251-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков МИР С-03 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счётчики активной и реактивной энергии электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02.

Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.;

• счетчиков СЭТ-4ТМ.02М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

• радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

• переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

• термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до - 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

77

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2

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.

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР» (ООО «НПО «МИР»)
Юридический адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51
Почтовый адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51
Тел.: (3812) 61-95-75, 26-45-02
Факс: (3812) 61-95-75, 26-45-02

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология» (ООО «Сервис-Метрология»)
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35
Тел.: (499) 755-63-32
Факс: (499) 755-63-32
E-mail: info@s-metr.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» 2013 г.