

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система телемеханики и связи (СТМиС) Краснополянская ГЭС
ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

Система телемеханики и связи (СТМиС) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (далее – СТМиС) предназначена для измерений действующих значений силы электрического тока, среднего по трем фазам действующих значений силы электрического тока, действующих значений фазного напряжения, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной, реактивной и полной мощности, а так же регистрации и хранения телесигналов и телеизмерений во времени, нормальных и аварийных процессов и событий.

Описание средства измерений

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

СТМиС включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) регистраторы цифровые РЭС-3, счетчики электрической энергии многофункциональные ION 7330, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов СТМиС приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Краснополянская ГЭС, серверы с установленным программным обеспечением (далее – ПО) «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007», каналообразующую аппаратуру, коммутаторы ЛВС, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями СТМиС.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы низкого уровня (100 В, 5 А), которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы измерительных преобразователей, преобразующих мгновенные значения аналоговых сигналов в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре преобразователя с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения вычисляются действующие значения силы электрического тока (I), среднее по трем фазам действующие значения фазных и линейных напряжений (U), активная (P), реактивная (Q) и полная (S) мощность и частота переменного тока (f).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ION поступает в базы данных серверов ОИК «СК-2007», где выполняется присвоение меток времени и дальнейшая обработка измерительной информации (формирование протокола МЭК 870-5-104 и т. п.).

В каналах регистрации аварийных событий РЭС-3 цифровому сигналу выполняется присвоение меток времени и дальнейшая обработка измерительной информации. Для хранения аварийных процессов зафиксированных РЭС-3, данные поступают в сервера ОИК «СК-2007».

Обмен информацией между АРМ и ОИК «СК-2007» осуществляется по интерфейсу Ethernet.

Для передачи телемеханической информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ по основному и резервному каналам связи используются протоколы МЭК 870-5-104 и протоколы FTP для осуществления доступа к базе данных регистратора аварийных событий на серверах системы.

СТМиС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени типа УСВ-2, который синхронизирован с сигналами точного времени от GPS-приемника с погрешностью синхронизации ± 10 мкс. УСВ-2 производит синхронизацию времени сервера АИИС КУЭ Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» при максимальном расхождении времени сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 не более ± 90 мс. Сервер АИИС КУЭ контролирует рассогласование времени серверов СТМиС относительно собственного времени и по достижении рассогласования 10 мс корректирует время таймеров серверов СТМиС по протоколу SNTP и раз в 15 мин корректирует время таймера регистраторов РЭС-3 по протоколу DNP.

Программное обеспечение

В СТМиС используется ПО «Оперативно - Информационный Комплекс «СК-2007» (далее - ПО ОИК «СК-2007») версии 7.6.4.125, в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1.

ПО ОИК «СК-2007» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ОИК «СК-2007».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	FuncDll.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	7.6.4.125
Цифровой идентификатор модуля ПО	70115651B774BF787B59B3D692FE12A9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

ПО ОИК «СК-2007» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов СТМиС и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Измеряемые параметры	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Преобразователь		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Краснополянская ГЭС							
1	ВЛ 110 кВ Бытха	ТАТ Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I_a, I_b, I_c, I_{cp} $P_a, P_b, P_c, P_{сум}$ $Q_a, Q_b, Q_c, Q_{сум}$ $S_a, S_b, S_c, S_{сум}$	$\pm 0,7$ $\pm 1,2$ $\pm 2,2$ $\pm 1,0$	$\pm 0,7$ $\pm 1,8$ $\pm 3,3$ $\pm 1,5$
2	ВЛ 110 кВ Хоста	ТАТ Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I_a, I_b, I_c, I_{cp} $P_a, P_b, P_c, P_{сум}$ $Q_a, Q_b, Q_c, Q_{сум}$ $S_a, S_b, S_c, S_{сум}$	$\pm 0,7$ $\pm 1,2$ $\pm 2,2$ $\pm 1,0$	$\pm 0,7$ $\pm 1,8$ $\pm 3,3$ $\pm 1,5$
3	Т1 ст. 110 кВ	ТАТ Кл. т. 0,5 300/5	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I_a, I_b, I_c, I_{cp} $P_a, P_b, P_c, P_{сум}$ $Q_a, Q_b, Q_c, Q_{сум}$ $S_a, S_b, S_c, S_{сум}$	$\pm 0,7$ $\pm 1,2$ $\pm 2,2$ $\pm 1,0$	$\pm 0,7$ $\pm 1,8$ $\pm 3,3$ $\pm 1,5$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Т2 ст. 110 кВ	ТАТ Кл. т. 0,5 300/5	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,2 ±2,2 ±1,0	±0,7 ±1,8 ±3,3 ±1,5
5	СЭВ 110 кВ	ТАТ Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} U _a , U _b , U _c , U _{cp} U _{ab} , U _{bc} , U _{ca} , U _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум} f	±0,7 ±0,7 ±1,2 ±1,2 ±2,2 ±1,0 ±0,01	±0,7 ±0,8 ±1,5 ±1,8 ±3,3 ±1,5 ±0,01
6	ГГ1 6кВ	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} U _a , U _b , U _c , U _{cp} U _{ab} , U _{bc} , U _{ca} , U _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум} f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±2,4 ±1,1 ±0,01	±0,7 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±3,4 ±1,6 ±0,01
7	ГГ2 6кВ	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} U _a , U _b , U _c , U _{cp} U _{ab} , U _{bc} , U _{ca} , U _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум} f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±2,4 ±1,1 ±0,01	±0,7 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±3,4 ±1,6 ±0,01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ГГЗ 6кВ	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} U _a , U _b , U _c , U _{cp} U _{ab} , U _{bc} , U _{ca} , U _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум} f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±2,4 ±1,1 ±0,01	±0,7 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±3,4 ±1,6 ±0,01
9	ГГ4 6кВ	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} U _a , U _b , U _c , U _{cp} U _{ab} , U _{bc} , U _{ca} , U _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум} f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±2,4 ±1,1 ±0,01	±0,7 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±3,4 ±1,6 ±0,01
10	Т1 ввод 6кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,3 ±2,4 ±1,1	±0,7 ±1,9 ±3,4 ±1,6
11	Т2 ввод 6кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{cp} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,3 ±2,4 ±1,1	±0,7 ±1,9 ±3,4 ±1,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	СМВ 6кВ	ТЛШ-10 УЗ Кл. т. 0,5 4000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{ср} U _a , U _b , U _c , U _{ср} U _{ab} , U _{bc} , U _{ca} , U _{ср} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум} f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±2,4 ±1,1 ±0,01	±0,7 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±3,4 ±1,6 ±0,01
13	ВЛ 110 кВ Поселковая	ТАТ Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{ср} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,2 ±2,2 ±1,0	±0,7 ±1,8 ±3,3 ±1,5
14	ВЛ 110 кВ Лаура	ТАТ Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{ср} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,2 ±2,2 ±1,0	±0,7 ±1,8 ±3,3 ±1,5
15	Т1 ввод 10кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{ср} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,3 ±2,4 ±1,1	±0,7 ±1,7 ±3,4 ±8,7
16	Т2 ввод 10кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{ср} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,3 ±2,4 ±1,1	±0,7 ±1,7 ±3,4 ±8,7
17	ТСН 1 6кВ	ТЛП-10-2 Кл. т. 0,5S 150/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{ср} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,3 ±2,4 ±1,1	±0,7 ±1,7 ±3,4 ±8,7
18	ТСН 2 6кВ	ТЛП-10-2 Кл. т. 0,5S 150/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	ION7330 Кл. т. 0,5S/0,5	I _a , I _b , I _c , I _{ср} P _a , P _b , P _c , P _{сум} Q _a , Q _b , Q _c , Q _{сум} S _a , S _b , S _c , S _{сум}	±0,7 ±1,3 ±2,4 ±1,1	±0,7 ±1,7 ±3,4 ±8,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
19	I с. ш. 110 кВ II с. ш. 110 кВ I с. ш. 6 кВ II с. ш. 6 кВ	-	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5	РЭС-3 Кл. т. 0,4 Зав. № 37127	U_a, U_b, U_c, U_{cp} f	$\pm 0,8$ $\pm 0,06$	$\pm 0,8$ $\pm 0,06$
20	I с. ш. 110 кВ II с. ш. 110 кВ	-	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	РЭС-3 Кл. т. 0,4 Зав. № 09113409	U_a, U_b, U_c, U_{cp} f	$\pm 0,6$ $\pm 0,06$	$\pm 0,8$ $\pm 0,06$

Погрешность ведения времени СТМиС не превышает ± 100 мс.

Примечания:

1. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
2. Погрешность в нормальных и рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I = I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 20 от плюс 10 до плюс 40 °С.
3. Допускается замена измерительных трансформаторов, преобразователей на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена устройства синхронизации времени на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа СТМиС как его неотъемлемая часть.

В таблице 2 приняты следующие обозначения:

I_a, I_b, I_c – действующее значение силы электрического тока по фазам А, В и С соответственно;

I_{cp} – среднее по трем фазам действующее значение силы электрического тока;

U_a, U_b, U_c, U_{cp} – действующее значение фазного напряжения по фазам А, В, С и среднее соответственно;

$U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}, U_{cp}$ – действующее значение линейного напряжения по фазам А, В, С и среднее соответственно;

$P_a, P_b, P_c, P_{сум}$ – активная мощность по фазам А, В, С и среднее соответственно;

$Q_a, Q_b, Q_c, Q_{сум}$ – реактивная мощность по фазам А, В, С и среднее соответственно;

$S_a, S_b, S_c, S_{сум}$ – полная мощность по фазам А, В, С и среднее соответственно;

f – частота переменного тока.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C - частота, Гц	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25 от 49,6 до 50,4
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: ION 7330, °C РЭС-3, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +1 до +45 от +10 до +30
Надежность применяемых в СТМиС компонентов: Счетчики ION7330 : - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Регистратор цифровой РЭС-3 : - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 150000 0,5 50000 1
Глубина хранения информации Регистратор цифровой РЭС-3: - максимальная продолжительность регистрации аварийного режима, мин - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	60 не ограничено 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания всех компонент СТМиС выполнено посредством автоматического ввода резерва и источников бесперебойного питания;

Защита технических и программных средств СТМиС от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, регистраторах цифровых РЭС-3, сервере;
- организация доступа к информации на сервере посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках (функция автоматизирована);
 - цифровых регистраторах (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему телемеханики и связи (СТМиС) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность СТМиС представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СТМиС

Наименование	Тип	Рег №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТАТ	29838-05	12
Трансформатор тока	ТАТ	29838-11	9
Трансформатор тока	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2	47958-11	12
Трансформатор тока	ТЛШ-10	64182-16	6
Трансформатор тока	ТЛШ-10 УЗ	47957-11	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	6
Трансформатор тока	ТЛП-10-2	30709-11	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	24218-13	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	38394-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ION7330	22898-07	18
Регистратор цифровой	РЭС-3	37466-08	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
Программное обеспечение	ОИК «СК-2007»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-155-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.529.4 ПФ	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-155-2018 «Система телемеханики и связи (СТМиС) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 27 июля 2018 г.

Основные средства 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 без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчики электрической энергии многофункциональные ION7330 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные ION. Методика поверки, утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ» им. Менделеева» 22 января 2002 г;
- регистраторы цифровые РЭС-3 – по документу МП 76-262-2006
- «Регистраторы цифровые РЭС-3». Методика поверки, утвержденным УНИИМ в январе 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- 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%.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений действующих значений силы электрического тока, среднего по 3-м фазам действующих значений силы электрического тока, действующих значений фазного напряжения, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной, реактивной и полной мощности с использованием системы телемеханики и связи (СТМиС) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе телемеханики и связи (СТМиС) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

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

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

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи цифровые напряжения, тока, сопротивления
Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия
ГОСТ Р МЭК 870-4-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600017, обл. Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, 23

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф. 9

Телефон: +7 (4922) 22-21-62

Факс: +7 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7(495) 665-30-87

Факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.