

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

ЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

« 28 » 04 2008 г.

Система телемеханики и связи филиала ОАО «ГидроОГК» «Карачаево-Черкесского филиала»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>37633-08</u>
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО "Электроцентроналадка", г. Москва, заводской № 01.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система телемеханики и связи филиала ОАО "ГидроОГК" "Карачаево-Черкесского филиала" (далее - система ТМиС) предназначена для измерения, контроля и управления режимами работы энергетического оборудования, включая измерение энергии, мощности, напряжения, тока, частоты, а также сбора, отображения и передачи технологической информации. Система позволяет осуществлять связь с другими информационно-измерительными системами (далее ИИС) и оперативно-информационными комплексами (далее ОИК) для обмена информацией.

Область применения: в филиале ОАО "ГидроОГК" "Карачаево-Черкесского филиала" и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

## ОПИСАНИЕ

Система ТМиС представляет собой трехуровневую систему измерений, сбора и передачи информации с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-й уровень включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи.

2-й уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и состоит из средств сбора, обработки и передачи информации, выполняемых на базе цифровых измерительных преобразователей – счетчики электрической энергии многофункциональные ION M7550 и ION M7330 (Госреестр №22898-07).

3-й уровень представляет собой систему сбора и передачи информации (ССПИ) и включает в себя информационно-вычислительный комплекс (далее ИВК), выполненный на базе промышленного компьютера, расширенного коммуникационными адаптерами и АРМ оператора. На третьем уровне осуществляется сбор информации с ИВКЭ и передача информации в заданном объеме на автоматизированный комплекс Северокавказского РДУ (регионального диспетчерского управления).

Система обмена информацией организована по двум каналам, дублирующих друг друга, работающих в различных физических средах передачи данных:

- 1 канал основной – арендованный цифровой (комбинированный: волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС), радиорелейная связь (РРС))
- 2 канал резервный – спутниковый цифровой.

Измерительные каналы (ИК) разделены по трем объектам контроля и учета – генераторное распределительное устройство (ГРУ 13,8 кВ), открытое распределительное устройство (ОРУ 110

кВ) и закрытое распределительное устройство (ЗРУ 10 кВ). На ИК, в состав которых входит ION M7550, реализована функция регистрации аварийных событий – запись осциллограмм доаварийного, аварийного и послеаварийного процессов.

Система обеспечивает измерение, сбор, обработку и хранение информации о значениях следующих параметров:

- а) электроэнергия - активная, реактивная и полная;
- б) активная мощность фазная и суммарная;
- в) реактивная мощность фазная и суммарная;
- г) полная мощность фазная и суммарная;
- д) токи фазные, средние и нулевой последовательности;
- е) напряжения фазные, линейные, средние;
- ж) частота.

Сбор информации по электрическим параметрам измерения и передача данных на верхний уровень происходят в следующем порядке: аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код согласно предустановленным значениям коэффициентов трансформации данного измерительного канала. Счетчики ION производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ), реактивную мощность ( $Q=\sqrt{S^2-P^2}$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ) для каждой фазы. Далее фазные значения суммируются - получаем значение полных мощностей. Частота является функцией времени и ее расчет ведется при наличии синусоидального напряжения на первом из входов счетчика по напряжению. Центральная приемо-передающая станция (далее ЦППС), как составная часть комплекса обработки телемеханической информации (далее КОТМИ), осуществляет сбор и хранение данных, поступающих по каналам связи от низовых устройств, управление выводом информации на АРМ диспетчера и передачу информации на ОИКи (оперативно-информационные комплексы) вышестоящего уровня.

Система ТМиС включает в себя систему обеспечения единого времени (СОЕВ). Коррекция системного времени производится по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника подключенного к серверу. Для синхронизации времени сервера используется цифровой интерфейс.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (индивидуальные пароли, электронные ключи, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Передача данных в Северокавказское РДУ построена с учетом требований к участникам балансирующего рынка в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора (генерация и потребители с управляемой нагрузкой) по третьему этапу.

Основные функции и эксплуатационные характеристики системы ТМиС соответствуют требованиям, перечисленным в Приложении 1 к приказу ОАО РАО "ЕЭС России" от 09.09.2005 №603 в части обмена телеинформацией, информацией о доаварийных, аварийных и послеаварийных событиях.

Все основные технические компоненты, используемые системой ТМиС, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средства измерений. Устройства связи, конверторы различных типов, средства вычислительной техники (серверы, персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии, мощности, тока, напряжения и частоты.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблицах 2.1, 2.2, 2.3.
Номинальные параметры питающей сети переменного тока: напряжение, В частота, Гц	220 50
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	10...30 -20...50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110,0 13,8 10,0
Первичные номинальные токи, А	6 000 750 600 100
Номинальное вторичное напряжение, В	100 (линейное)
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета и контроля, шт.	15
Количество объектов учета и контроля, шт.	3
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд в сутки	±0,05
Средний срок службы системы, лет	10 лет

### Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электроэнергии и мощности.

Таблица 2.1

№ ИК	Состав ИК	cos φ (sin φ)	± δ		
			± δ 5%I I <sub>5%</sub> ≤ I < I <sub>20%</sub>	± δ 20%I I <sub>20%</sub> ≤ I < I <sub>100%</sub>	± δ 100%I I <sub>100%</sub> ≤ I ≤ I <sub>120%</sub>
1,2	ТТ класс точности 0,2	1	1,2	1,0	0,9
	ТН класс точности 0,5	0,8(инд.)	1,5	1,1	1,1
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5(инд.)	2,4	1,7	1,6
	ТТ класс точности 0,2	0,8	1,9	1,4	1,3
	ТН класс точности 0,5 (0,6)	0,5	1,3	1,0	0,9
	Счетчик класс точности 0,2S (реактивная энергия) (0,87)				
3-6, 8-10	ТТ класс точности 0,5	1	1,9	1,2	1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8(инд.)	2,9	1,7	1,4
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5(инд.)	5,5	3,0	2,3

	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5	0,8 (0,6)	4,3	2,4	1,8
	Счетчик класс точности 0,2S (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	2,5	1,5	1,2
14,1 5	ТТ класс точности 0,5	1	2,2	1,7	1,5
	ТН класс точности 0,5	0,8(инд.)	3,2	2,1	1,8
	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5(инд.)	5,7	3,3	2,6
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5	0,8 (0,6)	4,6	2,8	2,4
	Счетчик класс точности 0,5S (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	2,9	2,1	1,9

Примечание: для трансформаторов тока класса точности 0,2 и 0,5 погрешность нормируется для тока  $I$  в диапазоне 5-120% от номинального значения.

### Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении тока.

Таблица 2.2

№ ИК	Состав ИК	$\pm \delta_{5\%I}$	$\pm \delta_{20\%I}$	$\pm \delta_{100\%I}$
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1,2	ТТ класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S	1,0	0,7	0,6
3-6, 8-10	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S	1,8	1,0	0,8
14,15	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S	2,0	1,5	1,3

### Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении напряжения и частоты.

Таблица 2.3

№ ИК	Состав ИК	$\pm \delta_u$	$\pm \delta_f$
		$(\Delta U = 20\%)$	$(\Delta f = \pm 1 \text{ Гц})$
1,2	ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S	0,9	0,005
11,12, 16,17	ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S	1,2	0,005

Примечание: погрешность нормируется при условии протекания квазистационарных процессов;

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблице 3 и 4. Технический состав ИК приведен в таблице 3. Устройства связи, конверторы различных типов, средства вычислительной техники (серверы, персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов (таблица 4).

Таблица 3.

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Но-мер ИИ К	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Вид СИ	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра, Заводской номер	
1	Гидрогенератор Г-1	ТТ	ТШВ15БУЗ Кл.т. 0,2 К <sub>тт</sub> =6000/5 Госреестра № 5719-03 Зав.№ 146, 001, 106	Ток, I <sub>ном</sub> =5 А
		ТН	ЗНОЛ-06-15УЗ Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> =13800/100 Госреестра №3344-04 Зав.№ 31006, 31199, 3920	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0704A021-01	Токи, напряжения, частота, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
2	Гидрогенератор Г-2	ТТ	ТШВ15БУЗ Кл.т. 0,2 К <sub>тт</sub> =6000/5 Госреестра № 5719-03 Зав.№ 139, 004, 099	Ток, I <sub>ном</sub> =5 А
		ТН	ЗНОЛ-06-15УЗ Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> =13800/100 Госреестра №3344-04 Зав.№ 5131, 5205, 171	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0704A022-01	Токи, напряжение, частота, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
3	Линия Л-31	ТТ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> =750/1 Госреестра № 2793-88 Зав.№ 3963, 3965, 3969	Ток, I <sub>ном</sub> =1 А
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 41552, 41580, 41578	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0704A029-01	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.

4	Линия Л-42	ТТ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 K <sub>тТ</sub> =750/1 Госреестра № 2793-88 Зав.№ 104, 100, 96	Ток, I <sub>ном</sub> =1 А
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тН</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 41552, 41580, 41578	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0704A025-01	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
5	Линия Л-143	ТТ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 K <sub>тТ</sub> =750/1 Госреестра № 2793-88 Зав.№ 4741, 4000, 4734	Ток, I <sub>ном</sub> =1 А
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тН</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 42070, 60608, 41558	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-02 Зав.№ PI-0704A030-01	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
6	Линия Л-144	ТТ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 K <sub>тТ</sub> =750/1 Госреестра № 2793-88 Зав.№ 3956, 3946, 4010	Ток, I <sub>ном</sub> =1 А
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тН</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 42070, 60608, 41558	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-02 Зав.№ PI-0704A028-01	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
8	Обходной выключатель М-2	ТТ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 K <sub>тТ</sub> =750/1 Госреестр № 2793-88 Зав.№ 3961, 3966, 97	Ток, I <sub>ном</sub> =1 А
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тН</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 42070, 60608, 41558	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В

		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-02 Зав.№ PI-0704A031-01	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
9	Трансформатор Т-1	ТТ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 K <sub>тТ</sub> =750/1 Госреестра № 2793-88 Зав.№ 4728, 3795, 4012	Ток, I <sub>ном</sub> =5 А
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тН</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 41552, 41580, 41578	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0704A027-01	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
10	Трансформатор Т-2	ТТ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 K <sub>тТ</sub> =750/1 Госреестра № 2793-88 Зав.№ 356, 358, 354	Ток, I <sub>ном</sub> =5 А
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тН</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 42070, 60608, 41558	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7550 Кл.т. 0,2S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0704A026-01	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
11	I СШ 110 кВ	ТТ	нет	нет
		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тН</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав.№ 41552, 41580, 41578	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7330 Кл.т. 0,5S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0703A158-11	Напряжения линейные, фазные, средние, частота.
12	II СШ 110 кВ	ТТ	нет	нет

		ТН	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 K <sub>тн</sub> =110000/100 Госреестра № 26452-06 Зав. № 42070, 60608, 41558	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7330 Кл.т. 0,5S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0703A168-11	Напряжения линейные, фазные, средние, частота
14	Ввод от п/с Сары-Тюз	ТТ	ТОЛ-10 УЗ Кл.т. 0,5S K <sub>тт</sub> =100/5 Госреестр № 7069-07 Зав.№ 13610, 18994, 10290	Ток, I <sub>ном</sub> =5 А
		ТН	НТМИ-10-66УЗ Кл.т. 0,5 K <sub>тн</sub> =10000/100 Госреестра № 831-69 Зав. № 1052	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7330 Кл.т. 0,5S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0703A181-11	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
15	Ввод от ТСН	ТТ	ТОЛ-10 УЗ Кл.т. 0,5 K <sub>тт</sub> =600/5 Госреестра № 7069-07 Зав. № 14047, 1025, 12170	Ток, I <sub>ном</sub> =5 А
		ТН	НТМИ-10-66УЗ Кл.т. 0,5 K <sub>тн</sub> =10000/100 Госреестра № 831-69 Зав. № 5518	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7330 Кл.т. 0,5S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0703A166-11	Токи, приращение энергии и мощности активной, реактивной, полной.
16	I СШ 10 кВ	ТТ	нет	нет
		ТН	НТМИ-10-66УЗ Кл.т. 0,5 K <sub>тн</sub> =10000/100 Госреестра № 831-69 Зав.№ 1052	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7330 Кл.т. 0,5S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0703A173-11	Напряжения линейные, фазные, средние, частота
17	II СШ 10 кВ	ТТ	нет	нет



		ТН	НТМИ-10-66УЗ Кл.т. 0,5 K <sub>тн</sub> =10000/100 Госреестра № 831-69 Зав. № 5518	Напряжение, U <sub>ном</sub> =100 В
		Счетчик	ION 7330 Кл.т. 0,5S Госреестра № 22898-07 Зав.№ PI-0703A171-11	Напряжения линейные, фазные, средние, частота

Рабочие условия эксплуатации большинства технических средств системы ТМиС контролируются при помощи метеостанции, которая не входит в состав системы как средство измерения. При построении подсистем измерения температуры, уровня, метеопараметров и СОЕВ использовались автономные измерительные системы, характеристики которых описаны в технической документации на данные изделия. Перечень дополнительного оборудования приведен в таблице 4.

Таблица 4

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для системы ТМиС
1	2
Источник бесперебойного питания	Один
Сервер БД «КОТМИ»	Два
АРМ диспетчера	Один
Переносной инженерный пульт	Один
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Два комплекта
Специализированное программное обеспечение	Состав программных модулей определяется заказом потребителя

### ПОВЕРКА

Поверка системы ТМиС проводится по документу "Система телемеханики и связи филиала ОАО "ГидроОГК" "Карачаево-Черкесского филиала". Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2008 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ION в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИМ в 2006г.
- радиочасы МИР РЧ-01

Межповерочный интервал – 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 8.596-2002 "Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".

ГОСТ 26.205-88 "Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия".

ГОСТ Р 52323-2005 "Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S".

ГОСТ Р 52320-2005 "Счетчики электрической. Общие требования испытания и условия испытаний".

ГОСТ 7746 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".

ГОСТ 1983 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".  
ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 "Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей".

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы телемеханики и связи филиала ОАО "ГидроОГК" "Карачаево-Черкесского филиала" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО «Электроцентроналадка»  
123995 Москва, Г-59, ГСП-59, Бережковская набережная, дом 16, корпус 2.

Зам. Генерального директора ОАО «Электроцентроналадка»  
по информационным технологиям



П.А. Пятахин