



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

" апреля 2008 г.

Система телемеханики и связи филиала «Дагестанская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8» (Махачкалинская ТЭЦ)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>37547-08</u>
---	--

Изготовлена ООО «Р.В.С.» по проектной документации ООО «Р.В.С.», согласованной с филиалом ОАО «СО - ЦДУ ЕЭС» - Дагестанское РДУ, заводской номер 72122884.4012402.041.2

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система телемеханики и связи филиала «Дагестанская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8» (СТМиС Махачкалинской ТЭЦ) (далее СТМиС Махачкалинской ТЭЦ) предназначена для измерений и контроля параметров технологического процесса генерации и распределения электрической энергии, передачи измерительной информации на диспетчерский пункт филиала ОАО «СО - ЦДУ ЕЭС» - Дагестанское РДУ.

Система используется при диспетчерско-технологическом управлении в ОАО «ЮГК ТГК-8» для оптимизации режимов работы оборудования и увеличения сроков его эксплуатации; повышения надежности и безаварийности работы основного и вспомогательного оборудования.

ОПИСАНИЕ

По характеру выполняемых функций СТМиС Махачкалинской ТЭЦ включает две подсистемы – телемеханики и регистрации аварийных событий.

СТМиС Махачкалинской ТЭЦ решает следующие задачи:

- измерение действующих значений силы электрического тока;
- измерение среднего по трем фазам действующего значения силы электрического тока;
- измерение действующих значений фазных напряжений;
- измерение действующих значений линейных напряжений;
- измерение частоты переменного тока;
- измерение активной, реактивной и полной мощностей;
- ведение единого времени системы;
- регистрация телесигналов во времени;
- регистрация нормальных и аварийных процессов и событий;
- передача измерительной информации и информации об аварийных событиях на АРМы операторов и на диспетчерский пункт филиала ОАО «СО - ЦДУ ЕЭС» - Дагестанское РДУ и другим субъектам ОРЭ;
- формирование архивов результатов измерений и событий, их визуализация на экране в табличной и графической формах (тренды, отчеты) по запросу оператора;
- протоколирование сообщений и действий оператора;
- представление режимов работы оборудования в реальном масштабе времени.

Система реализована на базе оперативно-информационного комплекса (ОИК) «СК-2007», преобразователей измерительных ION 7300 и ION7330 (Госреестр № 22898-02), регистраторов аварийных событий РЭС-3 (Госреестр №18702-99), контроллеров WAGO для приема и обработки

дискретных сигналов, устройства единого времени системы (LANTIME/GPS/AHS), различных коммуникационных средств и программного обеспечения.

СТМиС Махачкалинской ТЭЦ представляет собой многоуровневую распределенную информационно-измерительную систему и находится на нижней ступени иерархии системы диспетчерского управления с центром сбора информации в Филиале ОАО "СО – ЦДУ ЕЭС" ОДУ Юга.

1-й уровень включает в себя следующие компоненты:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- измерительные преобразователи ION 7300, ION7330;
- регистраторы аварийных событий РЭС-3;
- контроллеры WAGO;
- коммутаторы технологической ЛВС.

2-й уровень включает в себя следующие компоненты:

- серверы, на которых установлен ОИК «СК-2007»;
- серверы времени;
- коммутаторы ЛВС;
- каналообразующая аппаратура.

3-й уровень включает:

- автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе ЭВМ IBM PC;
- средства связи.

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

Цифровой сигнал с выходов преобразователей 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.).

Напряжение и ток со вторичных обмоток ТТ и ТН поступают в регистратор РЭС-3, выполняющий следующие функции:

- измерение и регистрация значений фазных токов и напряжений, токов и напряжений нулевой и обратной последовательности (в том числе в предаварийном и аварийном режимах) с привязкой ко времени;
- трансляция зарегистрированных значений напряжений в базу данных серверов ОИК «СК-2007»
- регистрация дискретных сигналов релейной защиты и автоматики (РЗА);
- обработка информации в реальном масштабе времени, формирование различного типа архивов и их энергонезависимое хранение;
- воспроизведение данных архивов в различном виде (векторная диаграмма, осциллограмма и др.);
- обеспечение синхронизации времени регистратора с системным временем;
- передача информации в серверы СТМиС Махачкалинской ТЭЦ.

Сбор информации о положении выключателей и разъединителей осуществляется контроллером WAGO.

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

Для передачи телемеханической информации в филиал ОАО «СО - ЦДУ ЕЭС» - Дагестанское 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.

В качестве программного обеспечения ОИК «СК-2007» используется ПО MS Windows 2003 Server.

Ведение времени в СТМиС Махачкалинской ТЭЦ осуществляется внутренними таймерами следующих устройств:

- сервер времени LANTIME/GPS/AHS;
- серверы СТМиС;
- регистратор аварийных событий.

Сервер времени LANTIME/GPS/AHS синхронизирован с сигналами точного времени от GPS-приемника с погрешность синхронизации ± 10 мкс. Сервер времени контролирует рассогласование времени серверов системы относительно собственного времени и по достижении рассогласования 20 мс корректирует время таймеров серверов СТМиС Махачкалинской ТЭЦ по протоколу SNTP и раз в 15 мин корректирует время таймера регистратора РЭС-3 по протоколу DNP. Погрешность ведения времени системы не превышает ± 100 мс.

ОИК обеспечивает разграничение прав доступа пользователей к функциям и данным с использованием паролей.

Надежность системных решений:

- резервирование питания всех компонент системы выполнено посредством автоматического ввода резерва и источников бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи с филиалом ОАО «СО - ЦДУ ЕЭС» - Дагестанское РДУ.

Глубина хранения информации:

- сервер БД - хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, файлов осциллограмм аварийных событий – не менее трех лет.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1 - Метрологические характеристики ИК

Номера точек измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Измеряемые параметры	Основная относит. погрешность ИК, %
		ТТ	ТН	Измерительный преобразователь		
1	Л-2 35 кВ	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав.№ 1750 Зав.№ 1491 Зав.№ 1491	ЗНОЛ-35 Кл.т. 0,5 35000/100	ION 7300 Кл. т. 0,5	$I_A, I_B, I_C, I_{\Sigma P},$	$\pm 0,7$
				Зав.№ МА-0707B247-11	$U_A, U_B, U_C,$ U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}	$\pm 0,9$ $\pm 1,3$
2	Л-6 35 кВ	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав.№ 948 Зав.№ 1009 Зав.№ 963	Зав.№ 343 Зав.№ 344 Зав.№ 342	ION 7300 Кл. т. 0,5	$P_A, P_B, P_C, P_{\Sigma M},$	$\pm 1,2$
					$Q_A, Q_B, Q_C, Q_{\Sigma M},$	$\pm 3,0$
				Зав.№ МА-0708A323-11	$S_A, S_B, S_C, S_{\Sigma M},$	$\pm 1,1$
					f	$\pm 0,01$

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Измеряемые параметры	Основная относит. погрешность ИК, %
		ТТ	ТН	Измерительный преобразователь		
3	ТГ-1	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 3142 Зав.№ 1067	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5151 Зав.№ 4908 Зав.№ 5153	ION 7330 Кл. т. 0,5 Зав.№ МВ-0708А282-11	$I_A, I_B, I_C, I_{CP},$ $U_A, U_B, U_C,$	$\pm 0,7$ $\pm 0,9$
4	ТГ-2	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 29702 Зав.№ 1102	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 193 Зав.№ 55 Зав.№ 4173	ION 7330 Кл. т. 0,5 Зав.№ МВ-0708А296-11	U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} $P_A, P_B, P_C, P_{сум},$ $Q_A, Q_B, Q_C, Q_{сум},$	$\pm 1,3$ $\pm 1,2$ $\pm 3,0$
5	ТГ-3	ТБК-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 26904 Зав.№ 24495	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 6567 Зав.№ 1200 Зав.№ 2549	ION 7330 Кл. т. 0,5 Зав.№ МВ-0708А302-11	$S_A, S_B, S_C, S_{сум},$ f	$\pm 1,1$ $\pm 0,01$
6	СШ-1 6кВ	—	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5156	РЭС-3 Кл. т. 0,4	$U_A, U_B, U_C,$ f	$\pm 0,8 *$ $\pm 0,01$
7	СШ-2 6кВ	—	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5149	Зав.№ 12097		
8	Т-3 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 4911 Зав.№ 4901	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5156	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В258-11	$I_A, I_B, I_C, I_{CP},$ $U_A, U_B, U_C,$ U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}	$\pm 0,7$ $\pm 0,9$ $\pm 1,3$
9	Т-4 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 4956 Зав.№ 4931	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5149	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0708А314-11	$P_A, P_B, P_C, P_{сум},$ $Q_A, Q_B, Q_C, Q_{сум},$ $S_A, S_B, S_C, S_{сум},$ f	$\pm 1,2$ $\pm 3,0$ $\pm 1,1$ $\pm 0,01$
10	Т-7 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 4856 Зав.№ 4844	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5156	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В256-11	$I_A, I_B, I_C, I_{CP},$ $U_A, U_B, U_C,$	$\pm 0,7$ $\pm 0,9$
11	Т-8 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 5123 Зав.№ 5110	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5149	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В253-11	U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} $P_A, P_B, P_C, P_{сум},$ $Q_A, Q_B, Q_C, Q_{сум},$	$\pm 1,3$ $\pm 1,2$ $\pm 3,0$
12	Т-5 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 4753 Зав.№ 4755	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5156	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В249-11	$S_A, S_B, S_C, S_{сум},$ f	$\pm 1,1$ $\pm 0,01$

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Измеряемые параметры	Основная относит. погрешность ИК, %
		ТТ	ТН	Измерительный преобразователь		
13	Т-6 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 4892 Зав.№ 4851	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5149	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В251-11	I _A , I _B , I _C , I _{CP} , U _A , U _B , U _C , U _{AB} , U _{BC} , U _{CA} 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 ±1,2 ±3,0 ±1,1 ±0,01
14	Т-9 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 4750 Зав.№ 4748	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5156	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0708А253-11		
15	Т-10 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 4791 Зав.№ 4717	ЗНОЛ-06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5149	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0708А317-11		
16	СН-1 6кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 4881 Зав.№ 4833	ЗНОЛ-06-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 5156	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В254-11		
17	СН-6 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 4805 Зав.№ 4815	ЗНОЛ-06-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1438 Зав.№ 5156 Зав.№ 4905	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0708А258-11		
18	ВЛ-6 кВ «Пушкин-ский»	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 4107 Зав.№ 2201	ЗНОЛ-06-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1438 Зав.№ 5156 Зав.№ 4905	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0708А254-11		
19	ВЛ-6 кВ ОАО РКК «Порт-Петровский»	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 017011 Зав.№ 2042		ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0708А259-11		
20	ВЛ-6 кВ ОАО «Дагестан-эталон»	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 2925 Зав.№ 1188	ЗНОЛ-06-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1471 Зав.№ 5152 Зав.№ 5679	ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0708А312-11	I _A , I _B , I _C , I _{CP} , U _A , U _B , U _C , U _{AB} , U _{BC} , U _{CA} 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 ±1,2 ±3,0 ±1,1 ±0,01
21	ВЛ-6 кВ «Мясокомбинат»	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 4801 Зав.№ 4795		ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В255-11		
22	ВЛ-6 кВ МУП «Горьковский»	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 4827 Зав.№ 1387		ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МА-0707В257-11		
23	ВЛ-6 кВ МУП «Фабричный»	ТПЛК-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 4833 Зав.№ 4828		ION 7300 Кл. т. 0,5 Зав.№ МВ-0708А279-11		

Примечания:

* - Для регистраторов РЭС-3 в таблице приведена относительная погрешность в рабочих условиях, %.

1 Номера точек измерений указаны в соответствии с однолинейной электрической схемой Филиала ОАО «ЮГК ТГК-8» «Дагестанская генерация» (Махачкалинская ТЭЦ);

2 В качестве характеристики основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3 Нормальные условия:

параметры сети: напряжение $U_{ном}$; ток $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;

температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

4 Рабочие условия:

параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,5$ инд. $\div 0,8$ емк.;

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 $^\circ\text{C}$, для преобразователей ИОН и регистратора РЭС-3, размещенных в ГЩУ - от плюс 15 до плюс 30 $^\circ\text{C}$, в ЗРУ - от плюс 10 до плюс 35 $^\circ\text{C}$; для сервера от плюс 15 до минус 30 $^\circ\text{C}$.

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и измерительных преобразователей на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему телемеханики и связи филиала ОАО «ЮГК ТГК-8» «Дагестанская генерация» (Махачкалинская ТЭЦ).

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы телемеханики и связи филиала ОАО «ЮГК ТГК-8» «Дагестанская генерация» (Махачкалинская ТЭЦ) определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки входит техническая документация на систему, на комплектующие средства измерений и методика поверки 72122884.4012402.040 ПМ.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система телемеханики и связи филиала ОАО «ЮГК ТГК-8» «Дагестанская генерация» (Махачкалинская ТЭЦ). Методика поверки» 72122884.4012402.040 ПМ, согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2007 года.

Средства поверки – по методикам поверки на измерительные компоненты:

– ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;

– ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

– преобразователи ИОН 7300, ИОН 7330 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные ИОН. Методика поверки»;

– регистратор РЭС - 3 – по методике поверки МП 9-262-99.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р МЭК 870—4-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы телемеханики и связи филиала «Дагестанская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8» (Махачкалинская ТЭЦ) утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ООО «Р.В.С.»

Юридический адрес:

109052, г. Москва, ул. Нижегородская, д.47

Почтовый адрес: 111250, г. Москва, Проезд завода Серп и Молот, дом 6, строение 1

Тел. (495) 797-96-99, факс (495) 797-96-93

Владелец: ОАО «ЮГК ТГК-8» «Дагестанская генерация» (Махачкалинская ТЭЦ)

Фактический адрес:

367007, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. пр. Петра Первого 25

Тел/факс (8722) 67389

Генеральный директор ООО «Р.В.С.»



А.Ю.Буйдов