

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги

### Назначение средства измерений

Система сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги (далее по тексту – система) предназначена для измерений действующих значений силы электрического тока ( $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ); действующих значений линейного напряжения ( $U_{ab}$ ,  $U_{bc}$ ,  $U_{ca}$ ); действующего значения фазного напряжения ( $U_{b0}$ ); активной и реактивной мощности ( $P$ ,  $Q$ ), частоты переменного тока ( $f$ ); напряжения постоянного и переменного тока ( $U_{1\text{ сек}}$ ,  $U_{2\text{ сек}}$ ).

Система используется при диспетчерско-технологическом управлении оборудованием на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги для оптимизации режимов его работы, повышения надежности и безаварийности работы и увеличения сроков эксплуатации.

Система решает следующие задачи:

- автоматизированный сбор данных о функционировании основного и вспомогательного оборудования ПС 220 кВ Мокша и передачи их в РДУ (ОДУ) ОАО «СО ЕЭС», ЦУС (ГЦУС) МЭС ОАО «ФСК ЕЭС» по протоколу МЭК 60870-5-104;
- восприятие дискретных сигналов;
- передача измерительной и дискретной информации на автоматизированное рабочее место (АРМ) оперативного персонала и АРМ инженера телемеханики (ТМ) ПС 220 кВ Мокша;
- регистрация результатов измерений с присвоением меток времени;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов и сообщений;
- формирование архивов результатов измерений и сообщений, их визуализация на экранах АРМ в табличной и графической форме (графики, отчеты) по запросу оператора;
- протоколирование действий оператора;
- представление режимов работы оборудования ПС 220 кВ Мокша в реальном масштабе времени.

### Описание средства измерений

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

Система реализована на основе комплексов информационно-измерительных и управляющих STCE (Госреестр № 40455-09) на базе контроллеров STCE-RTU (Госреестр № 40454-09), преобразователей напряжения Е855/10ЭС (Госреестр №24221-08) и Е857/13ЭС (Госреестр №24220-08), приборов для измерений показателей качества и учета электрической энергии РМ130Р Plus (Госреестр № 36128-07), различных коммуникационных средств и программного обеспечения (ПО).

Система включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001, модули аналогового ввода переменного напряжения (100 В) и переменного тока (1/5 А) контроллеров STCE-RTU, приборы для измерений показателей качества и учета электрической энергии РМ130Р Plus, преобразователи напряжения Е855/10ЭС и Е857/13ЭС, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов системы приведены в таблице 2.

2-ой уровень включает в себя контроллеры телемеханики (основной и резервный), каналаобразующую аппаратуру, оборудование системы единого времени и ПО.

3-ий уровень включает в себя сервер системы eXPert, АРМ оперативного персонала и АРМ инженера ТМ, средства локальной вычислительной сети, объединяющей АРМы и сервер, средства передачи информации (коммуникационное оборудование) на диспетчерский пункт ОАО «СО ЕЭС» и ПО.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из 1-ого, 2-ого и 3-ого уровней системы.

Первичные фазные токи и напряжения масштабируются измерительными трансформаторами в сигналы низкого уровня (100 В, 5 А), которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы приборов PM130P Plus или модули аналогового ввода контроллеров STCE-RTU (для ИК 1-12, 14), преобразующих мгновенные значения аналоговых сигналов в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре преобразователя (в блоке центрального процессора контроллера STCE-RTU для ИК 1-12, 14) вычисляются частота (f), действующие значения фазного ( $U_{b0}$ ) и линейного ( $U_{ab}$ ,  $U_{bc}$ ,  $U_{ca}$ ) напряжений, токов ( $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ), а также значения трехфазной активной ( $P_{сум}$ ), реактивной ( $Q_{сум}$ ), присвоение полученным данным меток времени.

Напряжение переменного и постоянного тока ( $U_{1\text{ сек}}$ ,  $U_{2\text{ сек}}$ ) на секциях ЩСН и ШПТ соответственно поступает на входы измерительных преобразователей Е855/10ЭС и Е857/13ЭС, преобразующих аналоговые сигналы напряжения переменного и постоянного тока в унифицированные выходные сигналы силы постоянного тока (4-20 мА), которые далее поступают на входы модуля аналогового ввода контроллеров STCE-RTU.

Цифровой сигнал с выхода приборов PM130P Plus по линиям связи (основной канал - RS-485, резервный - Wi-Fi) поступает на входы комплекса информационно-измерительного и управляющего STCE, где осуществляется приведение действующих значений фазного и линейного напряжения, действующих значений силы тока, активной и реактивной мощности в именованные величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, группирование и промежуточное хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов комплекса информационно-измерительного и управляющего STCE поступает на сервер системы eXPert, АРМ оперативного персонала и АРМ инженера ТМ, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в автоматизированную систему Системного оператора на удаленные диспетчерские центры и центры управления сетями осуществляется от комплекса информационно-измерительного и управляющего STCE по выделенному основному и резервному (спутниковому) каналам связи по протоколу МЭК 60870-5-104.

Система включает в себя подсистему ведения точного времени.

Подсистема ведения точного времени обеспечивает:

- синхронизацию внутренних часов всех серверов, АРМ и измерительных приборов;
- использование выделенного сервера точного времени с синхронизацией от спутниковой системы глобального позиционирования GPS.

NTP-сервер точного времени Метроном-300/TC-1-1 синхронизирован с сигналами точного времени от GPS-приемника с погрешность синхронизации  $\pm 10$  мкс. Сервер времени синхронизирует часы коммуникационного контроллера STCE-RTU по выделенному каналу с помощью амплитудно-модулированного формата IRIG-B с точностью не хуже 1 мс. Коммуникационный контроллер STCE-RTU синхронизирует часы объектного контроллера STCE-RTU и часы сервера SCADA системы eXPert по протоколу NTP относительно собственного времени. Период синхронизации по протоколу NTP составляет 30 секунд. Максимальное расхождение внутренних часов контроллера за период синхронизации не превышает  $\pm 10$  мкс. Объектный Контроллер STCE-RTU синхронизирует часы приборов для измерений показателей качества и учета электрической энергии PM130P Plus по протоколу 60870-5-101 относительно собственного времени с погрешностью синхронизации  $\pm 5$  мс. Погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 10$  мс.

## Программное обеспечение

В системе используется ПО eXPert, предназначенное для создания информационно-управляющих систем для автоматизации технологического процесса передачи и распределения электрической энергии, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО eXPert обеспечивает разграничение прав доступа пользователей к функциям и данным с использованием паролей.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
ПО PAS Для конфигурирования устройства SATEC C:\Pas\Pas.exe	Pas.exe	V1.4 Build 6 BETA	61cb158a3cd233438 ea4582cdf1e73a9	MD5
Для конфигурирования плат крейтов STCE RTU	ttermpro.exe	4.60	7d917293187186c05 43f2d1e828c11c9	MD5
ПО teraterm, прошивка FW Для конфигурирования плат Центрального блока CPU2000	ttermpro.exe stce_cpu2k_ru_reg _01_02_03.crc	01.02.03	5f40b0736897c43e0 d1379417a7e923b	MD5
ПО платы Блока 32 аналоговых оптически изолированных входов 32OAI Заводская прошивка	-	01.00.00 658072024	-	-
ПО teraterm, прошивка FW для 101 протокола для конфигурирования плат Блока 4 последовательных соединений 4SC	ttermpro.exe sk4sc_101_pstn_03_11_16.crc	03.11.16 658620310	fb784648507058dc1f f0883d1a9338c5	MD5
ПО teraterm, прошивка FW для протокола Modbus для конфигурирования плат Блока 4 последовательных соединений 4SC	ttermpro.exe stce_4scModbus_02_04_01.crc	02.04.01	96583c06f9f9f2063a 2a2984dbfbfa15	MD5
ПО для конфигурирования плат токов и напряжений крейтов STCE RTU	wdw.exe	-	0a85a1399ab46852a a5c1dbe64912de8	MD5
ПО wdw, прошивка FW для конфигурирования плат Блок 8 аналоговых входов AC по напряжению 8AIAC/4V+4V	wdw.exe CALIB_CONV_8AI AC.h86 FW_DSP_8AIAC_3_00_01b.h86 uC_AIAC_4v-4v_3_00_05_rc1.h87	03.00.01 658072050-AO-IT 03.00.05 658072049	6abc74517184079dd b049389e4dbca1b 1763916b8590bc8d5 7ee2be4831083d8 1728f0c237c8b9059 a4c899e4e4de8e2	MD5
ПО wdw, прошивка FW для конфигурирования плат Блок 12 аналоговых входов AC по току	wdw.exe CALIB_CONV_12A IAC.h86 FW_DSP_12AIAC_3_00_01b.h86 uC_AIAC_12A_3_00_05_rc1.h87	03.00.01 658072054-AO-IT 03.00.05 658072053	1a0cbf8b4f01eb248c fe76c2781ebe60 e7a229ad9da3d5bdf0 470f10d4daf643 e79b60ffb3fbafbe90e cc7caaa776ccd	MD5

1	2	3	4	5
ПО teraterm, прошивка FW для конфигурирования платы: Блок 2 последовательных соединения и интерфейс Ethernet 2SC+ETH	ttermpro.exe sk4sc_101_pstn_03_11_16.crc	03.11.16 658620310	fb784648507058dc1f f0883d1a9338c5	MD5
сервис, отвечающий за обработку всех данных, ведения динамической базы данных, осуществление резервирования	C:\EXPERT\Project\Scada\ScadaXP.exe	1.0.5.9	ad77db3aef6a19bd4b 7e8e43292c9b31	MD5
сервис сбора данных	C:\EXPERT\Project\FrontEnd\FeIec870\WinFrontEndXP.exe	0.4.0.5	6723bf2fb7e2aaa8d4 36f7385cb6e5b	MD5
сервис архивирования поступающей информации (ТС, ТИ)	C:\EXPERT\Project\HDR\ARC_Manager.exe	0.1.5.1	b4855828584bf6572 bd711f491f238c6	MD5
сервис формирования отчетных ведомостей	C:\EXPERT\Project\Report\ReportRun.exe	0.1.9.2	aeb90065c7f3fc3d3f 10a7796ac2845b	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК системы указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого уровня системы и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня системы и метрологические характеристики ИК

№ п/п	Наименование объекта	Состав 1-ого уровня системы			Изменяемые параметры	Метрологические характеристики	
		ТТ	ТН	Преобразователь		Основная относит. погрешность, %	Относит. погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	1СШ-110 кВ	-	НКФ-110-83 У1 Кл. т 0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48705 Зав. № 48750 Зав. № 48660	Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201001509444	Uab, Ubc, Uca f	$\pm 0,83$ $\pm 0,20$	$\pm 0,93$ $\pm 0,21$
2.	2СШ-110 кВ	-	НКФ-110-83 У1 Кл. т 0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48735 Зав. № 48728 Зав. № 48703	Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201001509449	Uab, Ubc, Uca f	$\pm 0,83$ $\pm 0,20$	$\pm 0,93$ $\pm 0,21$

1	2	3	4	5	6	7	8
3.	ОСШ-110 кВ	-	НКФ-110-83 У1 Кл. т 0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № б/н	Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201001509444	Ub	$\pm 0,66$	$\pm 0,63$
4.	ВЛ-220 кВ Рузевка-Мокша	ТФЗМ-220 Б III У1 Кл. т.0,5 600/5 Зав. № 1070 Зав. № 957 Зав. № 912	НКФ-220-58 У1 Кл. т.0,5 220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 58613 Зав. № 17873 Зав. № 47386	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509505 Зав. № 201001509446	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$
5.	АТ-1 110 кВ	ТФЗМ-110 Б III У1 Кл. т.0,5 1000/5 Зав. № 6687 Зав. № 6721 Зав. № 6670	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48705 Зав. № 48750 Зав. № 48660	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509504 Зав. № 201001509444	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$
6.	ВЛ110 кВ Каз.Майдан	СА-123 Кл. т.0,2S 600/5 Зав. № 0911266/45 Зав. № 0911266/43 Зав. № 0911266/44	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48705 Зав. № 48750 Зав. № 48660	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509507 Зав. № 201001509444	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,4$ $\pm 1,0$ $\pm 1,8$	$\pm 4,5$ $\pm 11,1$ $\pm 11,1$
7.	ВЛ-110 кВ Ко-вылки-но-1	СА-123 Кл. т.0,2S 600/5 Зав. № 0911266/25 Зав. № 0911266/26 Зав. № 0911266/27	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48705 Зав. № 48750 Зав. № 48660	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509506 Зав. № 201001509449	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,4$ $\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 4,5$ $\pm 11,1$ $\pm 11,1$

1	2	3	4	5	6	7	8
8.	ВЛ-110 кВ Ко- вылки- но-2	СА-123 Кл. т.0,2S 600/5 Зав. № 0911266/31 Зав. № 0911266/32 Зав. № 0911266/33	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48735 Зав. № 48728 Зав. № 48703	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509506 Зав. № 201001509449	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,4$ $\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 4,5$ $\pm 11,1$ $\pm 11,1$
9.	ВЛ-110 кВ Ин- сар	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т.0,5 600/5 Зав. № 698 Зав. № 695 Зав. № 354	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48735 Зав. № 48728 Зав. № 48703	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509506 Зав. № 201001509449	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$
10.	ВЛ-110 кВ Ко- челаево	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т.0,5 600/5 Зав. № 270 Зав. № 690 Зав. № 688	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48705 Зав. № 48750 Зав. № 48660	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509507 Зав. № 201001509449	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$
11.	ОВ- 110кВ	ТФ3М-110 Б IV У1 Кл. т.0,5 1000/5 Зав. № 6740 Зав. № 6732 Зав. № 6672	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48705 Зав. № 48750 Зав. № 48660	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509507 Зав. № 201001509449	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$

1	2	3	4	5	6	7	8
12.	СВ-110 кВ	ТФ3М-110 Б III У1 Кл. т.0,5 1000/5 Зав. № 6736 Зав. № 6746 Зав. № 6724	НКФ-110-83 У1 Кл. т.0,5 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 48705 Зав. № 48750 Зав. № 48660	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 201101509507 Зав. № 201001509449	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$
13.	1 сек 10 кВ	-	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919839	Uab, Ubc, Uca	$\pm 0,42$	$\pm 0,43$
14.	АТ-1 10кВ	ТШЛ-10 У1 Кл. т.0,5 3000/5 Зав. № 1791 Зав. № 2342 Зав. № 801	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	Модуль аналогового ввода AT STCE 640.072.015-M0-RU Модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т.0,5 Зав. № 20101509504 Зав. № 201001509444	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум Uab, Ubc, Uca	$\pm 0,66$ $\pm 1,0$ $\pm 2,3$ $\pm 0,66$	$\pm 0,78$ $\pm 11,4$ $\pm 11,8$ $\pm 0,78$
15.	Фидер-10кВ Го-род-1 ТП-42(яч.10)	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т.0,5 150/5 Зав. № 6696 Зав. № 9143	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919839	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 1,7$ $\pm 2,8$ $\pm 4,3$
16.	Фидер-10кВ Водоза-бор ТП-27 (яч.11)	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т.0,5 150/5 Зав. № 9151 Зав. № 6694	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919854	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 1,7$ $\pm 2,8$ $\pm 4,3$
17.	Фидер-10кВ 3-й Микрай-он (яч.12)	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т.0,5 400/5 Зав. № 3287 Зав. № 3275	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919730	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 1,7$ $\pm 2,8$ $\pm 4,3$
18.	Фидер-10кВ АСБ Па-рапино (яч.13)	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т.0,5 300/5 Зав. № 1125 Зав. № 1638	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919779	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	$\pm 0,6$ $\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 1,7$ $\pm 2,8$ $\pm 4,3$

1	2	3	4	5	6	7	8
19.	Фидер-10кВ Ввод на ЦРП-2 (яч.14)	ТЛМ-10-1 УЗ Кл. т.0,5 300/5 Зав. № 1074 Зав. № 1042	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919847	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	±0,6 ±0,9 ±2,3	±1,7 ±2,8 ±4,3
20.	Фидер-10кВ Птице-совохоз (яч.15)	ТЛМ-10-1 УЗ Кл. т.0,5 300/5 Зав. № 1043 Зав. № 0996	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919851	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	±0,6 ±0,9 ±2,3	±1,7 ±2,8 ±4,3
21.	Фидер-10кВ ТСН-2 и кольцо с яч.23 ПС-И- 615 (яч.16)	ТЛМ-10-1 УЗ Кл. т.0,5 300/5 Зав. № 3236 Зав. № 1048	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919789	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	±0,6 ±0,9 ±2,3	±1,7 ±2,8 ±4,3
22.	TCH-1	ТЛМ-10-1 УЗ Кл. т.0,5 100/5 Зав. № 0573 Зав. № 0582	НАМИ-10 У2 Кл. т.0,2 10000/100 Зав. № 3818	SATEC PM130 PLUS Кл. т.0,5S Зав. № 919786	Ia, Ib, Ic Рсум Qсум	±0,6 ±0,9 ±2,3	±1,7 ±2,8 ±4,3
23.	ЩПТ	-	-	E857/13 ЭС Кл. т.0,5 Зав. №11170 Зав. №11153	U1 сек U2 сек	±0,73 ±0,73	±1,6 ±1,6
24.	ЩСН	-	-	E857/13 ЭС Кл. т.0,5 Зав. №111317	U1 сек U2 сек	±0,73 ±0,73	±1,6 ±1,6

Примечания:

1 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

2 Для ИК 23, 24 в качестве характеристик погрешности указаны границы интервала приведенной к диапазону измерений погрешности, соответствующие вероятности 0,95;

3 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение  $U_{ном}$ ; ток  $I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
- температура окружающей среды  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ .

4 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение  $(0,8 - 1,2) U_{ном}$ ; ток  $(0,02(0,05) - 1,2) I_{ном}$ ;  
 $\cos\phi = 0,5$  инд. - 0,8 емк.;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс  $70^\circ\text{C}$ , для приборов PM130P Plus от минус 20 до плюс  $60^\circ\text{C}$ ; для контроллеров STCE-RTU от минус 10 до плюс  $55^\circ\text{C}$ , для преобразователей E855/10 ЭС от минус 30 до плюс  $50^\circ\text{C}$ , для преобразователей E857/13 ЭС от минус 30 до плюс  $50^\circ\text{C}$ , для сервера от плюс 15 до плюс  $30^\circ\text{C}$ .

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и измерительных преобразователей на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность системы определяется проектной документацией. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность системы представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность системы

Наименование и тип компонента	Количество, шт
Трансформатор тока СА-123 (Госреестр № 23747-02)	9
Трансформатор тока ТБМО-110 УХЛ1 (Госреестр № 23256-02)	6
Трансформатор тока ТЛМ-10-1 У3 (Госреестр № 2473-69)	16
Трансформатор тока ТФЗМ-110 Б (Госреестр № 32825-06)	9
Трансформатор тока ТФЗМ-220 Б III У1 (Госреестр № 31548-06)	3
Трансформатор тока ТШЛ-10 У1 (Госреестр № 3972-73)	3
Трансформатор напряжения НАМИ-10 У2 (Госреестр № 11094-87)	1
Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1 (Госреестр № 922-54)	7
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1 (Госреестр № 1382-60)	3
Комплекс информационно-измерительный и управляющий STCE (Госреестр № 40455-09)	7
Прибор для измерений показателей качества и учета электрической энергии РМ130Р Plus (Госреестр № 36128-07)	8
Преобразователь измерительный напряжения переменного тока Е855/10ЭС (Госреестр № 24221-08)	1
Преобразователь измерительный напряжения постоянного тока Е857/13ЭС (Госреестр № 24220-08)	2

### Проверка

осуществляется по документу МП 50892-12 «Система сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- РМ130 PLUS - по документу «Приборы для измерений показателей качества и учета электрической энергии РМ130Р Plus. Методика поверки»;
- Комплекс информационно-измерительный и управляющий STCE - по документу «Комплексы информационно-измерительные и управляющие STCE». Методика поверки»;
- Е855/10ЭС – по документу МП.ВТ.040-2002 «Преобразователи измерительные переменного тока Е 854ЭС и напряжения переменного тока Е855ЭС. Методика поверки»;
- Е857/13ЭС – по документу МП.ВТ.043-2002 «Преобразователи измерительные постоянного тока Е 856ЭС и напряжения постоянного тока Е855ЭС. Методика поверки»;

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

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе "Руководство по эксплуатации на систему сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги".

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги**

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

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

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

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.

«Руководство по эксплуатации на систему сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Мокша филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги».

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью "Р. В. С." (ООО "Р. В. С.")

Юридический адрес: 106052, г. Москва, ул. Нижегородская, д.47

Почтовый адрес: 117105, г. Москва, Варшавское шоссе д.25А, стр.6

Тел.: 7 (495) 797-96-92, Факс: 7 (495) 797-96-93

#### **Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»

(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

#### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин