



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 47751**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Абашево филиала ОАО "ФСК ЕЭС" МЭС Волги**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 013**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**Общество с ограниченной ответственностью "Р. В. С." (ООО "Р. В. С."),  
г. Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50889-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 50889-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **17 августа 2012 г. № 559**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Бульгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 006101



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Абашево 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 ( $U_{ab}$ ,  $U_{bc}$ ,  $U_{ca}$ ); 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 Абашево 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 Абашево 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 Абашево;
- 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 Абашево 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 E855/10ЭС (Госреестр №24221-08) и E857/13ЭС (Госреестр №24220-08), 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, преобразователи напряжения E855/10ЭС и E857/13ЭС, 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), каналобразующую 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 сер-

вер, 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 модули аналогового ввода контроллеров STCE-RTU, преобразующих мгновенные значения аналоговых сигналов в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в блоке центрального процессора контроллера STCE-RTU вычисляются частота ( $f$ ), действующие значения линейного ( $U_{ab}$ ,  $U_{bc}$ ,  $U_{ca}$ ) напряжений, токов ( $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ), а также значения трехфазной активной ( $P_{\text{сум}}$ ), реактивной ( $Q_{\text{сум}}$ ), 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 сигналов 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 (спутниковый) 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/ТС-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. 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
Для конфигурирования плат крейтов STCE RTU	ttermpro.exe	4.60	7d917293187186c0543f2d1e828c11c9	MD5
ПО teraterm, прошивка FW Для конфигурирования плат Центрального блока CPU2000	ttermpro.exe stce_cpu2k_ru_reg_01_02_03.crc	01.02.03	5f40b0736897c43e0d1379417a7e923b	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	fb784648507058dc1ff0883d1a9338c5	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	96583c06f9f9f2063a2a2984dbfbfa15	MD5
ПО для конфигурирования плат токов и напряжений крейтов STCE RTU	wdw.exe	-	0a85a1399ab46852aa5c1dbe64912de8	MD5
ПО wdw, прошивка FW для конфигурирования плат Блок 8 аналоговых входов AC по напряжению 8AIAC/4V+4V	wdw.exe CALIB_CONV_8AIAC.h86 FW_DSP_8AIAC_3_00_01b.h86 uC_AIAC_4v-4v_3_00_05_rc1.h87	03.00.01 658072050- АО-ИТ 03.00.05 658072049	6abc74517184079ddb049389e4dbca1b1763916b8590bc8d57ee2be4831083d81728f0c237c8b9059a4c899e4e4de8e2	MD5
ПО wdw, прошивка FW для конфигурирования плат Блок 12 аналоговых входов AC по току	wdw.exe CALIB_CONV_12AIAC.h86 FW_DSP_12AIAC_3_00_01b.h86 uC_AIAC_12A_3_00_05_rc1.h87	03.00.01 658072054- АО-ИТ 03.00.05 658072053	1a0cbf8b4f01eb248cfe76c2781ebe60e7a229ad9da3d5bdf0470f10d4daf643e79b60ffb3fbafbe90ecc7caaa776ccd	MD5
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	fb784648507058dc1ff0883d1a9338c5	MD5
сервис, отвечающий за обработку всех данных, ведения динамической базы данных, осуществление резервирования	C:\EXPERT\Project\Scada\ScadaXP.exe	1.0.5.9	ad77db3aef6a19bd4b7e8e43292c9b31	MD5

сервис сбора данных	C:\EXPERT\Project\FrontEnd\Felec870\WinFrontEndXP.exe	0.4.0.5	6723bf2fb7e2aaa8d436f7385cbe6e5b	MD5
сервис архивирования поступающей информации (ТС, ТИ)	C:\EXPERT\Project\HDR\ARC_Manager.exe	0.1.5.1	b4855828584bf6572bd711f491f238c6	MD5
сервис формирования отчетных ведомостей	C:\EXPERT\Project\Report\ReportRun.exe	0.1.9.2	aeb90065c7f3fc3d3f10a7796ac2845b	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 ИК	
		ТТ	ТН	Преобразователь		Основная относит. погрешность, %	Относит. погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1СШ-220 кВ	–	НКФ-220-58У3 Кл. т. 0,5 220000:√3/ 100:√3 Зав. № 41671 Зав. № 41335 Зав. № 41445	модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т. 0,5 Зав. № 201101527982	$U_{ab}, U_{bc},$ $U_{ca}$ $f$	$\pm 0,83$ $\pm 0,20$	$\pm 0,93$ $\pm 0,21$
2	3СШ-220 кВ	–	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 220000:√3/ 100:√3 Зав. № 40686 Зав. № 39779 Зав. № 41467	модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т. 0,5 Зав. № 201101527982	$U_{ab}, U_{bc},$ $U_{ca}$ $f$	$\pm 0,83$ $\pm 0,20$	$\pm 0,93$ $\pm 0,21$
3	СВ-220 кВ 1-2	ТФЗМ 220 Б-Ш У1 Кл. т. 0,5 600/1 Зав. № 12530 Зав. № 12664 Зав. № 12535	НКФ-220-58У3 Кл. т. 0,5 220000:√3/ 100:√3 Зав. № 41671 Зав. № 41335 Зав. № 41445	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. № 201101528040 Зав. № 201101527982	$I_a, I_b, I_c$ $P_{\text{сум}}$ $Q_{\text{сум}}$	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$

1	2	3	4	5	6	7	8
4	СВ-220 кВ2-3	ТФЗМ 220 Б-III У1 Кл. т. 0,5 600/1 Зав. № 12636 Зав. № 12553 Зав. № 12682	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 40686 Зав. № 39779 Зав. № 41467	модуль аналогового ввода АТ STCE 640.072.015-M0-RU модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т. 0,5 Зав. № 201101528040 Зав. № 201101527982	I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> P <sub>сум</sub> Q <sub>сум</sub>	±0,6 ±1,2 ±2,6	±4,7 ±11,4 ±11,9
5	ВЛ-220 кВ Че- ГЭС- Венец	ТФЗМ 220 Б-III У1 Кл. т. 0,5 600/1 Зав. № 12684 Зав. № 12669 Зав. № 12654	НКФ-220-58У3 Кл. т. 0,5 220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 41671 Зав. № 41335 Зав. № 41445	модуль аналогового ввода АТ STCE 640.072.015-M0-RU модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т. 0,5 Зав. № 201101528039 Зав. № 201101527982	I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> P <sub>сум</sub> Q <sub>сум</sub>	±0,6 ±1,2 ±2,6	±4,7 ±11,4 ±11,9
6	ВЛ-220 кВ Ка- наш-2	ТФЗМ 220 Б-III У1 Кл. т. 0,5 600/1 Зав. № 2061 Зав. № 2035 Зав. № 1968	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 40686 Зав. № 39779 Зав. № 41467	модуль аналогового ввода АТ STCE 640.072.015-M0-RU модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т. 0,5 Зав. № 201101528039 Зав. № 201101527982	I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> P <sub>сум</sub> Q <sub>сум</sub>	±0,6 ±1,2 ±2,6	±4,7 ±11,4 ±11,9
7	Т-1 220 кВ	ТФЗМ 220 Б-III У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 12917 Зав. № 2134 Зав. № 2014	НКФ-220-58У3 Кл. т. 0,5 220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 41671 Зав. № 41335 Зав. № 41445	модуль аналогового ввода АТ STCE 640.072.015-M0-RU модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т. 0,5 Зав. № 201101528039 Зав. № 201101527982	I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> P <sub>сум</sub> Q <sub>сум</sub>	±0,6 ±1,2 ±2,6	±4,7 ±11,4 ±11,9
8	Т-2 220 кВ	ТФЗМ 220 Б-III У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 12994 Зав. № 13034 Зав. № 13031	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 40686 Зав. № 39779 Зав. № 41467	модуль аналогового ввода АТ STCE 640.072.015-M0-RU модуль аналогового ввода VT STCE 640.072.014-M0-RU Кл. т. 0,5 Зав. № 201101528039 Зав. № 201101527982	I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> P <sub>сум</sub> Q <sub>сум</sub>	±0,6 ±1,2 ±2,6	±4,7 ±11,4 ±11,9

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Т-3 220 кВ	ТФЗМ 220 Б-III У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 2137 Зав. № 13064 Зав. № 12990	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 40686 Зав. № 39779 Зав. № 41467	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. № 201101528040 Зав. № 201101527982	$I_a, I_b, I_c$ $P_{\text{сум}}$ $Q_{\text{сум}}$	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 4,7$ $\pm 11,4$ $\pm 11,9$
10	ЩПТ	-	-	Е857/137С Кл. т. 0,5 Зав. № 111134	$U_{1 \text{ сек}}$ $U_{2 \text{ сек}}$	$\pm 0,73$ $\pm 0,73$	$\pm 1,6$ $\pm 1,6$
11	ШСН	-	-	Е855/10 ЭС Кл. т. 0,5 Зав. № 111305	$U_{1 \text{ сек}}$ $U_{2 \text{ сек}}$	$\pm 0,73$ $\pm 0,73$	$\pm 1,6$ $\pm 1,6$

**Примечания:**

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

2 Для ИК 10, 11 в качестве характеристик погрешности указаны границы интервала приведенной к диапазону измерений погрешности, соответствующие вероятности 0,95;

3 Нормальные условия:

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

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

4 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение  $(0,8 - 1,2) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(0,02(0,05) - 1,2) I_{\text{ном}}$ ;

$\cos\phi = 0,5$  инд. - 0,8 емк.;

- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70  $^\circ\text{C}$ , для контроллеров STCE-RTU от минус 10 до плюс 55  $^\circ\text{C}$ , для преобразователей Е855/10 ЭС от минус 30 до плюс 50  $^\circ\text{C}$ , для преобразователей Е857/13 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 (ИТК ССПИ) на ПС 220 кВ Абашево 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 ТФЗМ 220 Б-III У1 (Госреестр № 26006-06)	21
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1 (Госреестр № 14626-06)	6
Комплекс информационно-измерительный и управляющий STCE (Госреестр № 40455-09)	4

Наименование и тип компонента	Количество, шт.
Преобразователь измерительный напряжения переменного тока E855/10ЭС (Госреестр № 24221-08)	1
Преобразователь измерительный напряжения постоянного тока E857/13ЭС (Госреестр № 24220-08)	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 50889-12 «Система сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Абашево 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";
- Комплекс информационно-измерительный и управляющий STCE - по документу «Комплексы информационно-измерительные и управляющие STCE». Методика поверки»;
- E855/10ЭС – по документу МП.ВТ.040-2002 «Преобразователи измерительные переменного тока E 854ЭС и напряжения переменного тока E855ЭС. Методика поверки»;
- E857/13ЭС – по документу МП.ВТ.043-2002 «Преобразователи измерительные постоянного тока E 856ЭС и напряжения постоянного тока E855ЭС. 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 Абашево филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) на ПС 220 кВ Абашево 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 Абашево 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

м.п.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.