



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 49628**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Каналы измерительные ячейки № 4, ячейки № 5 и ячейки № 8 ОРУ-220 кВ  
АИИС КУЭ ПС 500 кВ "Дальневосточная"**

**ЗАВОДСКИЕ НОМЕРА 204/1, 204/2, 204/3**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**Общество с ограниченной ответственностью "Эльстер Метроника",  
г. Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52531-13**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 52531-13**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

**Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 23 января 2013 г. № 33**

**Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.**

**Заместитель Руководителя  
Федерального агентства**

**Ф.В.Булыгин**

**"....." ..... 2013 г.**

**Серия СИ**

**№ 008362**

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные ячейки № 4, ячейки № 5 и ячейки № 8 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Дальневосточная»

### Назначение средства измерений

Каналы измерительные ячейки № 4, ячейки № 5 и ячейки № 8 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Дальневосточная» (далее – ИК АИИС КУЭ) предназначены для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Полученная информация может быть использована для технического учёта электрической энергии на присоединениях ВЛ 220 кВ «Дальневосточная – Спасск», ВЛ 220 кВ «Дальневосточная – НПС-40» и ВЛ 220 кВ «Дальневосточная – НПС-41» объекта филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Приморское ПМЭС ПС 500 кВ «Дальневосточная» соответственно.

### Описание средства измерений

ИК АИИС КУЭ собраны на ПС 500 кВ «Дальневосточная», территориально расположенной возле с. Орехово Черниговского района Приморского края, имеют multifunctional, многоуровневую структуру.

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), созданный на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр СИ РФ № 19495-03, зав. № 000616), автоматизированного рабочего места (АРМ) персонала, источника бесперебойного питания и технических средств приема-передачи данных;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЦСОД филиала «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, включает в себя сервер базы данных (БД), источники бесперебойного питания, АРМ персонала ИВК и технических средств приема-передачи данных.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 1 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ автоматически производят опрос счетчиков по цифровым выходам интерфейса RS-485. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и

мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по основному или резервным каналам передачи данных на верхний уровень системы (сервер БД ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД ИВКЭ устройствам. В качестве основного канала связи используется канал связи по выделенной оптоволоконной линии связи (ВОЛС). В качестве первого резервного канала передачи данных использован коммутируемый канал передачи данных ЦАТС через телефонную сеть связи общего пользования (ТфССОП), а в качестве второго резервного канала передачи данных – коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц.

Информация со счётчиков может быть считана как дистанционно через интерфейс RS-485, так и в ручном режиме управления через встроенные оптопорты счётчиков, с помощью переносного инженерного пульта оборудованного оптическим преобразователем для работы со счетчиками электрической энергии.

Сервер БД ИВК, установленный в ЦСОД филиала «ФСК ЕЭС» МЭС Востока по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с ИК АИИС КУЭ, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Программное обеспечение (ПО) ИК АИИС КУЭ на базе «АльфаЦЕНТР» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчиков;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ персонала;
- программное обеспечение сервера БД ИВК;
- программное обеспечение инженерного пульта.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде.

ИК АИИС КУЭ оснащены системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ, подключенного к УСПД ИВКЭ. Время встроенных часов УСПД ИВКЭ синхронизировано с единым календарным временем, которое передается через приёмник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования - GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Корректировка времени встроенных часов УСПД ИВКЭ осуществляется автоматически 1 раз в 60 мин, при обнаружении рассогласования единого календарного времени и времени встроенных часов УСПД ИВКЭ более  $\pm 1$  с.

УСПД ИВКЭ осуществляет коррекцию времени встроенных часов счетчиков. Сличение времени встроенных часов счетчиков со временем встроенных часов УСПД ИВКЭ, выполняется один раз в 30 мин при каждом сеансе опроса. Корректировка времени встроенных часов счетчиков осуществляется автоматически 1 раз в сутки, при обнаружении рассогласования времени встроенных часов УСПД ИВКЭ и счетчика более  $\pm 2$  с. От УСПД ИВКЭ так же обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ персонала.

Погрешность часов компонентов ИК АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

## Программное обеспечение

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО (Наименование программного модуля)	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» за № 44595-10;
- Предел допускаемой абсолютной погрешности при измерении электрической энергии и средней мощности в ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счётчиков, составляет не более  $\pm 1$  единицы младшего разряда учетного значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».



### Метрологические и технические характеристики

Состав информационно-измерительных комплексов и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Состав информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав информационно-измерительного комплекса						
1	2	3	4	5	6	7		
							Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип
18	ПС 500 кВ «Дальневосточная», ОРУ 220 кВ, яч. № 5 ВЛ 220 кВ «Дальневосточная - НПС-40»	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 1000/5 № 23747-02	A	CA-245	№ 11006215/4	440000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	CA-245	№ 11006215/5		
				C	CA-245	№ 11006215/6		
		ТН 1С	КТ=0,5 Ктн=220000:√3/100:√3 № 14626-95	A	НКФ-220-58 У1	№ 16068		
				B	НКФ-220-58 У1	№ 15436		
				C	НКФ-220-58 У1	№ 16222		
		ТН 2С	КТ=0,5 Ктн=220000:√3/100:√3 № 14626-95	A	НКФ-220-58 У1	№ 16212		
				B	НКФ-220-58 У1	№ 13247		
				C	НКФ-220-58 У1	№ 16226		
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4		№ 01225239		
19	ПС 500 кВ «Дальневосточная», ОРУ 220 кВ, яч. № 8 ВЛ 220 кВ «Дальневосточная - НПС-41»	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 1000/5 № 23747-02	A	CA-245	№ 11017013/1	440000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	CA-245	№ 11017013/2		
				C	CA-245	№ 11017013/3		
		ТН 1С	КТ=0,5 Ктн=220000:√3/100:√3 № 14626-95	A	НКФ-220-58 У1	№ 16068		
				B	НКФ-220-58 У1	№ 15436		
				C	НКФ-220-58 У1	№ 16222		
		ТН 2С	КТ=0,5 Ктн=220000:√3/100:√3 № 14626-95	A	НКФ-220-58 У1	№ 16212		
				B	НКФ-220-58 У1	№ 13247		
				C	НКФ-220-58 У1	№ 16226		
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4		№ 01225241		

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7	
20	ПС 500 кВ «Дальневосточная», ОРУ 220 кВ, яч. № 4 ВЛ 220 кВ «Дальневосточная – Спасск»	ТТ	КТ = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 23747-02	A	СА-245	№ 11006215/1	440000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	
				B	СА-245	№ 11006215/2			
				C	СА-245	№ 11006215/3			
		ТН IC	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 14626-95	A	НКФ-220-58 У1	№ 16068			
				B	НКФ-220-58 У1	№ 15436			
				C	НКФ-220-58 У1	№ 16222			
		ТН 2С	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 14626-95	A	НКФ-220-58 У1	№ 16212			
				B	НКФ-220-58 У1	№ 13247			
				C	НКФ-220-58 У1	№ 16226			
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4		№ 01225240			

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
2. Допускается замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков на аналогичные (см. п. 1 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.1;
3. Допускается замена УСПД на однотипное утвержденного типа.

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Диапазон тока	Границы относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при индуктивной нагрузке для доверительной вероятности P=0,95							
		Основная относительная погрешность ИК (±δ), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях (±δ), %			
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,866/ sin φ = 0,5	cos φ = 0,8/ sin φ = 0,6	cos φ = 0,5/ sin φ = 0,866	cos φ = 1,0	cos φ = 0,866/ sin φ = 0,5	cos φ = 0,8/ sin φ = 0,6	cos φ = 0,5/ sin φ = 0,866
18-20	0,01 I <sub>н1</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 0,02 I <sub>н1</sub>	1,1	-	-	-	1,4	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 I <sub>н1</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 0,05 I <sub>н1</sub>	1,1	1,2	1,3	2,1	1,4	1,6	1,7	2,6
		-	2,7	2,3	1,6	-	6,1	5,3	4,2
	0,05 I <sub>н1</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 0,1 I <sub>н1</sub>	0,8	0,9	1,0	1,7	1,2	1,4	1,5	2,2
		-	1,8	1,6	1,2	-	3,6	3,3	2,8
	0,1 I <sub>н1</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 0,2 I <sub>н1</sub>	0,7	0,9	0,9	1,5	1,2	1,4	1,5	2,2
		-	1,7	1,4	1,0	-	2,9	2,7	2,3
	0,2 I <sub>н1</sub> ≤ I <sub>1</sub> < I <sub>н1</sub>	0,7	0,8	0,9	1,4	1,1	1,3	1,4	2,1
		-	1,5	1,3	1,0	-	2,5	2,4	2,1
	I <sub>н1</sub> ≤ I <sub>1</sub> ≤ 1,2 I <sub>н1</sub>	0,7	0,8	0,9	1,4	1,1	1,3	1,4	2,1
		-	1,5	1,3	0,9	-	2,4	2,2	2,1

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,99 - 1,01)  $U_{ном}$ ; ток (0,01 - 1,2)  $I_{ном}$ ,  $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8_{смк.}$ ; частота - (50 ± 0,15) Гц;
  - температура окружающей среды (23 ± 2) °С
  - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,05 мТл.
4. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,01 - 1,2)  $I_{ном}$ ;  $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 1$ ; частота - (50 ± 0,4) Гц;
  - допустимая температура окружающей среды: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории по ГОСТ 15150-69; для счетчиков от минус 40 до 65 °С, для УСПД от минус 40 до 85 °С; для сервера БД ИВК от 15 до 30 °С;
  - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,5 мТл.

Надежность применяемых в ИК АИИС КУЭ компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы не менее 25 лет, среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 300000$  ч.;
- электросчетчиков – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 120000$  ч.;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 40000$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v = 24$  ч.;
- сервера БД ИВК - коэффициент готовности не менее  $K_r = 0,99$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики ИК АИИС КУЭ;
- Резервирование электропитания оборудования ИК АИИС КУЭ.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий УСПД:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в контроллере УСПД.
- журналы событий сервера:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;

- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты сервера;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервер БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 сут.;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Дальневосточная».

### **Комплектность средства измерений**

Полная комплектность каналов измерительных ячейки № 4, ячейки № 5 и ячейки № 8 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Дальневосточная» определяется проектной документацией на модернизацию АИИС КУЭ. В комплект поставки входит техническая документация на модернизацию системы и на комплектующие средства измерений.

Комплектность средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ представлена в таблице 3.



Таблица 3 – Комплектность средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ.

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа СА-245	9 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325	1 шт.
Специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР»	1 комплект
Руководство пользователя	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Паспорт-формуляр ДЯИМ.422231.283.ПФ	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

### Поверка

осуществляется по документу МП 52531-13 «Каналы измерительные ячейки № 4, ячейки № 5 и ячейки № 8 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Дальневосточная». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 12 октября 2012 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- счетчиков электрической энергии – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД серии RTU-300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр СИ РФ № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (Госреестр СИ РФ № 22129-04): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в следующих документах:

Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ «Дальневосточная» Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии. Технорабочий проект У.26-10-ФСК/ВС/УСП-ПИР.02.013/1-АКУ. Дополнение к ТРП ООО Инженерный центр «Энергоаудитконтроль» АУВП.411711ФСК.009.01РД

**Нормативные документы, устанавливающие требования к каналам измерительным ячейки № 4, ячейки № 5 и ячейки № 8 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Дальневосточная»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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

Использование вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.

**Изготовитель:**

Общество с ограниченной ответственностью «Эльстер Метроника»  
Юридический/почтовый адрес:  
РФ, 111141, г. Москва,  
1-й проезд Перова Поля, д. 9, стр. 3.  
тел.: (495) 730-02-85,  
тел./факс: (495) 730-02-83,  
e-mail: [metronica@ru.elster.com](mailto:metronica@ru.elster.com).

**Испытательный центр:**

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»  
(ФГУП «ВНИИМС»)  
Юридический адрес:  
119361, г. Москва  
ул. Озерная, д. 46  
тел./факс: 8 (495) 437-55-77  
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2013 г.