



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 46333

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ
"Ленинградская" с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ
"Ленинградская" с Изменением № 1**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0301

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с Ограниченной Ответственностью "Энергоучет"
(ООО "Энергоучет"), г. Самара**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 39258-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 39258-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **05 мая 2012 г. № 297**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004541

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская», сертификат об утверждении типа RU.E.34.004.A № 33551 от 08.12.2008 г., регистрационный № 39258-08, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 62, № 63.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему.

1-й уровень включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1802RALQ-P4GB-DW-4 класса точности 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень включает в себя измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325 (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 002367) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), Госреестр СИ РФ № 45048-10. Сервер баз данных (БД) ИВК расположен в ОАО «ФСК ЕЭС».

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 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 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервалах времени, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 минут (параметр P_{A14}). В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки (параметр P_{A26}) и графики параметров сети.

Каждые 30 минут УСПД RTU-325 производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК (параметр P_{A15}). Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера базы данных ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в базу данных ИВК. Вышеописанные процедуры выполняются автоматически, а время и частота опроса устанавливаются на этапе пуско-наладки системы.

Раз в сутки с уровня ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) формируются и отсылаются файлы в формате XML, содержащие информацию о получасовой потребленной и выданной электроэнергии по каждому из направлений, всем заинтересованным субъектам ОРЭ (параметры P_{A18} , P_{A21}).

Возможность приема данных смежными системами с уровня ИВКЭ может быть обеспечена установкой программного обеспечения (ПО) «Альфа-Центр» на автоматизированных рабочих местах (АРМ) пользователей смежных субъектов ОРЭ.

В АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 синхронизация часов УСПД RTU-325 производится от GPS-приемника (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД RTU-325. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД RTU-325, а от них – и счетчики АЛЬФА А1800, подключенных к УСПД RTU-325. В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с. Сверка показаний часов УСПД RTU-325 с УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка часов УСПД RTU-325 осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину ± 2 с. Сверка часов счетчиков с часами УСПД RTU-325 осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени часов осуществляется при расхождении часов счетчика и УСПД RTU-325 на величину ± 2 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время часов счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий

Программное обеспечение

Уровень ИВКЭ содержит программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» и решает задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

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
"Альфа-Центр"	"Amrserver.exe"	4.01.03.02	9fe73a904933fac4f0f05992d297f055	MD5
"Альфа-Центр"	"Amrc.exe"	4.01.03.02	e05ee8bed68da05ac30effb0fa1ba1b	MD5
"Альфа-Центр"	"Amra.exe"	4.01.03.02	edc1a15ebdb5d1c53b466d053d57a23a	MD5
"Альфа-Центр"	"Cdbora2.dll"	4.01.03.02	9cdaa526f6378179847fcc4cab8110ce	MD5
"Альфа-Центр"	"encryptdll.dll"	4.01.03.02	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
"Альфа-Центр"	"alphamess.dll"	4.07.07	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.
- Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня измерительных каналов (ИК) и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (первый уровень) и их метрологические характеристики

Канал измерений		Измерительные компоненты						Метрологические характеристики			
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
1	2	3	4	5	6	7	8				
62	Новолисино-2	ТТ К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 15651-06	A	TG-145	15790/10	1100000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,5 %	± 1,9 %	
			B	TG-145	15791/10						
			C	TG-145	15792/10						
		ТН К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 30089-05	A	CCV-123	05-XB500801/003						
			B	CCV-123	05-XB500801/002						
			C	CCV-123	05-XB500801/001						
		Счетчик К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01215579					Реактивная	± 1,1 %	± 2,0 %

Окончание таблицы 2

Канал измерений		Измерительные компоненты							Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Г осреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер	Ктт. Клн. Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3		4		5	6	7	8		
63	Новолисино-1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 15651-06	A	TG-145	15787/10	1100000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,5 % ± 1,1 %	± 1,9 % ± 2,0 %
				B	TG-145	15789/10					
				C	TG-145	15788/10					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 30089-05	A	CCV-123	05-XB500801/004					
				B	CCV-123	05-XB500801/005					
				C	CCV-123	05-XB500801/006					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01215580					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 °С до 30 °С.

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н1}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02$ ($0,01$ при $\cos\varphi=1$) - $1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 65 °С;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-05 в режиме измерения активной электрической энергии и в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Северо-Запада ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик АЛЬФА А1800– среднее время наработки на отказ не менее $T_0= 120\ 000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B=168$ ч.;
- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=55000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,991$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 9687$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);

- клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
- промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
- испытательная коробка (специализированный клеммник);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – 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 подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИИС КУЭ. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ Ленинградская» с Изменением № 1

Наименование	Количество
Трансформаторы тока TG-145	6 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные ССВ-123	6 шт.
Счетчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные типа Альфа А1800	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-325	1 шт.
Сервер БД ИВК HP	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows XP и AC_SE_5c2	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Паспорт - Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 39258-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Счетчики типа АЛЬФА А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки";
- УСПД RTU-300 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466453.005МП;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- 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 «21168598.422231.0301.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1

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

7. «21168598.422231.0301.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с Ограниченной Ответственностью «Энергоучет»
(ООО «Энергоучет»)

Юридический адрес:
443070, Россия, г. Самара,
ул. Партизанская, д. 150

Почтовый адрес:
443070, Россия, г. Самара,
ул. Партизанская, д. 150
Тел./Факс: (846) 268-00-00, 270-52-95

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

Е.Р.Петросян

М.П. "_____" _____ 2012 г.