

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 54 220/10 кВ «Дубнинская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 54 220/10 кВ «Дубнинская» (далее — АИИС КУЭ «Дубнинская») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, обеспечения эффективного автоматизированного контроля и учета потребления электроэнергии, осуществления сбора, обработки, хранения и отображения информации параметров электропотребления, поступающих от цифровых счетчиков коммерческого учета электроэнергии и регистрации параметров потребления, а также для передачи информации в центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «ОЭК», и предоставление доступа со стороны ОАО «МОЭСК», ОАО «АТС», ОАО «Мосэнергосбыт» и смежных сетевых организаций.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ «Дубнинская» является трехуровневой системой с распределенной функцией измерения и централизованной функцией сбора и обработки данных.

АИИС КУЭ «Дубнинская» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), выполняющие функции проведения измерений электроэнергии, включающие: измерительные трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии серии СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М производства ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе»;

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ «Дубнинская», выполняющий функции консолидации информации по данной электроустановке, включающий в себя: устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325Н производства ООО «Эльстер-Метроника», источник бесперебойного питания, а так же коммуникационное оборудование и каналы связи для организации информационного обмена между уровнями системы. Непосредственно на ПС «Дубнинская» установлены технические средства уровней ИИК, ИВКЭ.

3-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ «Дубнинская», включающий в себя: коммуникационное оборудование и компьютеры, предназначенные для выполнения функций сбора и хранения данных, а также автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) обеспечивающие пользовательский интерфейс, в том числе печать отчетов.

Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК.

Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллеру.

Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

МК управляет работой устройства индикации с целью отображения измеренных данных. Режим индикации может изменяться посредством кнопок клавиатуры управления.

Сбор информации со счетчиков осуществляется по запросу ИВКЭ. Каналы связи между ИВКЭ и ИИК организованы следующим образом: счетчики подключены при помощи интерфейса RS-485 к Ethernet-серверу, далее через коммутатор сети Ethernet к УСПД.

Опрос ИВКЭ со стороны ИВК производится в автоматическом режиме или по запросу оператора. Вся информация поступает в ИВК в электронном виде. К УСПД через коммутатор сети Ethernet подключено АРМ. Сбор информации с ИВКЭ осуществляется по запросу ИВК. Между ИВКЭ и ИВК организовано два канала связи на основе сотовой сети стандарта GSM одного оператора связи.

Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации автоматически производится программным обеспечением в составе ИВК ЦСОИ ОАО «ОЭК». На компьютерном оборудовании ИВК выполняется накопление, хранение, резервное копирование измерительной информации, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

На АРМ операторов системы выполняется мониторинг измерительной информации, анализ, печать отчетных форм. Передача данных из АИИС КУЭ «Дубнинская» в смежные сетевые организации осуществляется по электронной почте.

Поддержание единого системного времени уровней ИИК, ИВКЭ осуществляется посредством приемника сигналов точного времени УССВ, подключенного к УСПД. УСПД автоматически синхронизируется при помощи УССВ не менее одного раза в сутки по сигналам точного времени системы GPS при помощи GPS-приемника УССВ-35 HVS. Синхронизация времени уровня ИИК осуществляется от уровня ИВКЭ. Имеется возможность синхронизации времени уровня ИВКЭ от ЦСОИ.

Синхронизация УСПД происходит при превышении разности времени, полученного от УССВ и времени УСПД по абсолютному значению более чем на 2 секунды. При опросе УСПД устанавливает в счетчиках точное время в случае превышения разности времени УСПД и счетчика более чем на 2 секунды. Синхронизация счетчиков от ИВКЭ производится один раз в сутки, автоматически.

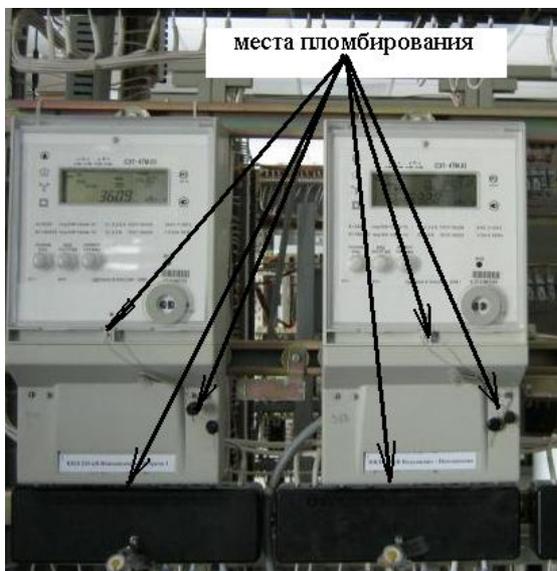
В нормальном режиме работы ИИК, ИВКЭ участие оператора для выполнения функций АИИС КУЭ «Дубнинская» не требуется. Все функции выполняются автоматически.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 3-х и 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, параметров электрической сети
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета 30 мин;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций – участников договорных отношений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ «Дубнинская».

Внешний вид шкафа УССВ, шкафа УСПД и монтажа счетчиков с указанием мест пломбирования



Программное обеспечение

В состав программного обеспечения системы входит ПО "Альфа-Центр" из состава «Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр», утвержденного типа (Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений № 44595-10).

Программное обеспечение «Альфа-Центр» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Программное обеспечение (ПО) ИВК имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из следующих основных компонентов и модулей: программа — планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей), драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД, драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД, драйвер работы с БД, библиотека шифрования пароля счетчиков, библиотека сообщений планировщика опросов.

Предусмотрены меры защиты ПО от преднамеренного и непреднамеренного изменения:

- пользователь не имеет возможность обновления или загрузки новых версий ПО без фиксации в журнале событий;
- без нарушения целостности конструкции и заводских пломб невозможно удаление запоминающего устройства, или его замена другим устройством;
- в процессе работы невозможно ввести данные измерений, полученные вне измерительных компонентов системы;
- обеспечена защита программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа

Защита программы от непреднамеренных воздействий обеспечивается функциями резервного копирования.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов системы и определяются классом применяемых электросчетчиков.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Таблица 1 Метрологически значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа — планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	версия 12	24dc80532f6d9391dc47f5dd7a a5df37	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe	версия 12	783elab6f99a5a7ce4c6639bf7 ea7d35	MD5
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	версия 12	3408aba7e4f90b8ae22e26cd1b360e98	MD5
Драйвер работы с БД	cdbora2.dll	версия 12	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	MD5
Библиотека шифрования пароля счетчиков	cncryptdll.dll	версия 12	0939ce05295fbcbbba400eeae8 d0572c	MD5
Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	версия 12	b8c331abb5e34444170eee9317635cd	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ: метрологические характеристики (МХ) АИИС КУЭ «Дубнинская» указаны в таблице 3 с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электроэнергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3.
Количество точек учета, шт.	76
Интервал измерений, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, секунд в сутки	±5
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	220±22 50±1
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	0,4; 10; 220
Первичные номинальные токи, кА	0,2; 0,3; 0,6; 1,0; 2,0; 3,0
Номинальное вторичное напряжение, В	100; 380
Номинальный вторичный ток, А	5
Температурный диапазон окружающей среды: - счетчиков электроэнергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С - компьютерное оборудование ИВК и АРМ, °С	от 10 до 40 от 10 до 40 от 15 до 30
Габаритные размеры: - шкаф УССВ, мм, не более; - шкаф УСПД, мм, не более; - счетчик электроэнергии, мм, не более.	380 × 210 × 290 600 × 1060 × 2050 330 × 170 × 80,2
Масса: - шкаф УССВ, кг, не более; - шкаф УСПД, кг, не более; - счетчик электроэнергии, кг, не более.	32 250 1,6
Средний срок службы системы, не менее, лет	10

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ «Дубнинская» с указанием наименования точки учета, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средств измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, представлен в таблице 3.

Таблица 3

№ ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов				Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик электроэнергии	УСПД	Вид электроэнергии, Актив/Реактив	Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	КЛ-220 кВ, ТЭЦ-21-Дубнинская 1	АМТ-245/1 1000/5 0,2S 37101-08	SU 245/S 220000/√3/100/√3 0,2 37115-08	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,5 ± 0,8	± 2,0 ± 2,9
2	КЛ-220 кВ, ТЭЦ-21-Дубнинская 2	АМТ-245/1 1000/5 0,2S 37101-08	SU 245/S 220000/√3/100/√3 0,2 37115-08	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,5 ± 0,8	± 2,0 ± 2,9
3	ШСВ-220 кВ	АМТ-245/1 2000/5 0,2S 37101-08	SU 245/S 220000/√3/100/√3 0,2 37115-08	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,5 ± 0,8	± 2,0 ± 2,9
4	Т-1 220 кВ	ТВИ-220 1500/5 0,2S 48364-11	SU 245/S 220000/√3/100/√3 0,2 37115-08	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,5 ± 0,8	± 2,0 ± 2,9
5	Т-2 220 кВ	ТВИ-220 1500/5 0,2S 48364-11	SU 245/S 220000/√3/100/√3 0,2 37115-08	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,5 ± 0,8	± 2,0 ± 2,9
6	Ввод- 1 10 кВ Т-1 яч.114	ТЛШ-10 3000/5 0,2S 11077-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
7	Ввод- 2 10 кВ Т-2 яч.215	ТЛШ-10 3000/5 0,2S 11077-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
8	Ввод- 3 10 кВ Т-1 яч.315	ТЛШ-10 3000/5 0,2S 11077-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

9	Ввод- 4 10 кВ Т-2 яч.414	ТЛШ-10 3000/5 0,2S 11077-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М 0,2 S/0,5 36697-08	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
10	СВВ-10 кВ яч.101	ТЛШ-10 2000/5 0,2S 11077-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
11	КЛ-10 кВ фидер 26179 яч.102	ТОЛ-10-1 600/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
12	КЛ-10 кВ Линия яч.103	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
13	КЛ-10 кВ Линия яч.104	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
14	КЛ-10 кВ Линия яч.105	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
15	КЛ-10 кВ Линия яч.107	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
16	КЛ-10 кВ фидер 26024 яч.108	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
17	КЛ-10 кВ Линия яч.109	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
18	КЛ-10 кВ Линия яч.110	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
19	КЛ-10 кВ фидер 26178 яч.111	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
20	КЛ-10 кВ Линия яч.112	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

21	КЛ-10 кВ Линия яч.113	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
22	КЛ-10 кВ Линия яч.116	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
23	КЛ-10 кВ Линия яч.117	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
24	КЛ-10 кВ Линия яч.118	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
25	ВВ-10кВ ТСН-1 яч.120	ТОЛ-10-1 200/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
26	ВВ-10кВ ТДГК-1+ДГК-1 яч.121	ТОЛ-10-1 200/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
27	КЛ-10 кВ фидер 18012 яч.202	ТОЛ-10-1 600/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
28	КЛ-10 кВ Линия яч.203	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
29	КЛ-10 кВ Линия яч.204	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
30	КЛ-10 кВ Фидер 14058 яч.205	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
31	КЛ-10 кВ Линия яч.207	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
32	КЛ-10 кВ Линия яч.208	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

33	КЛ-10 кВ Линия яч.209	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
34	КЛ-10 кВ Линия яч.210	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
35	КЛ-10 кВ Линия яч.211	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
36	КЛ-10 кВ Линия яч.212	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
37	КЛ-10 кВ фидер 14082 яч.213	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
38	КЛ-10 кВ Линия яч.216	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
39	КЛ-10 кВ Линия яч.218	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
40	КЛ-10 кВ Линия яч.219	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
41	ВВ-10кВ ТДГК-2+ДГК-2 яч.220	ТОЛ-10-1 200/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
42	СВВ-10 кВ яч.301	ТЛШ-10 2000/5 0,2S 11077-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
43	КЛ-10 кВ Линия яч.302	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
44	КЛ-10 кВ Линия яч.303	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$

45	КЛ-10 кВ фидер 21035 а яч.304	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
46	КЛ-10 кВ Линия яч.305	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
47	КЛ-10 кВ Линия яч.307	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
48	КЛ-10 кВ Линия яч.308	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
49	КЛ-10 кВ фидер 21035 β яч.309	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
50	КЛ-10 кВ Линия яч.310	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
51	КЛ-10 кВ Линия яч.311	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
52	КЛ-10 кВ Линия яч.312	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
53	КЛ-10 кВ Линия яч.313	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
54	КЛ-10 кВ Линия яч.316	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
55	КЛ-10 кВ Линия яч.317	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
56	КЛ-10 кВ фидер 12271 яч.319	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU- 325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

57	ВВ-10кВ ТДГК-3+ДГК-3 яч.320	ТОЛ-10-1 200/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
58	КЛ-10 кВ Линия яч.402	ТОЛ-10-1 600/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
59	КЛ-10 кВ Линия яч.403	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
60	КЛ-10 кВ фидер 18162 яч.404	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
61	КЛ-10 кВ Линия яч.405	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
62	КЛ-10 кВ Линия яч.407	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
63	КЛ-10 кВ Линия яч.408	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
64	КЛ-10 кВ Линия яч.409	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
65	КЛ-10 кВ Линия яч.410	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
66	КЛ-10 кВ Линия яч.411	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
67	КЛ-10 кВ Линия яч.412	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
68	КЛ-10 кВ Линия яч.413	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

69	КЛ-10 кВ Линия яч.416	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
70	КЛ-10 кВ Линия яч.418	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М 0,2 S/0,5 36697-08	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
71	КЛ-10 кВ Линия яч.419	ТОЛ-10-1 300/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
72	ВВ-10кВ ТСН-2 яч.420	ТОЛ-10-1 200/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
73	ВВ-10кВ ТДГК-4+ДГК-4 яч.421	ТОЛ-10-1 200/5 0,2S 15128-03	НАМИТ-10-2 10000/√3/100/√3 0,5 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
74	Резервный ввод 1,2 секции 0,4 кВ	ТШН-0,66 У3 1000/5 0,5 3728-05	· Прямое включение	СЭТ-4ТМ.03.08 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,1	± 5,3 ± 5,7
75	Рабочий ввод 1 секции 0,4 кВ	ТШН-0,66 У3 1000/5 0,5 3728-05	· Прямое включение	СЭТ-4ТМ.03.08 0,2 S/0,5 27524-04	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,1	± 5,3 ± 5,7
76	Рабочий ввод 2 секции 0,4 кВ	ТШН-0,66 У3 1000/5 0,5 3728-05	· Прямое включение	СЭТ-4ТМ.03.08 0,2 S/0,5 27524-05	RTU-325H 44626-10	A P	± 0,8 ± 1,1	± 5,3 ± 5,7

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ «Дубнинская»:
 - напряжение питающей сети: напряжение (0,98-1,02)·Uном, ток (1-1,2)·Iном, cosφ=0,9 инд;
 - температура окружающей среды (20±5) °С.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ «Дубнинская»:
 - напряжение питающей сети (0,9-1,1) ·Uном, сила тока (0,02-1,2) ·Iном, 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0.8 емк.;
 - температура окружающей среды: от 10 °С до 40 °С (для компьютерного оборудования от 15 до 30 °С);
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена других компонентов системы на однотипные, имеющие технические характеристик не хуже приписанных компонентам системы и совместимых для работы с другими компонентами системы. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ «Дубнинская» как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ «Дубнинская» основных компонентов системы:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;
- УССВ среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;
- GSM модем среднее время наработки на отказ не менее 2198060 часов.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ «Дубнинская» от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков имеют устройства для пломбирования;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

Наличие фиксации в журнале событий счетчика событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД, сервере (функция автоматизирована);

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – не менее 35 суток по каждому каналу измеренной энергии, до 5 лет при отключении питания, при температуре 25 °С;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится сверху справа на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол. (комплект)
1 Комплект оборудования уровня ИИК	1
2 Шкаф устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325Н	1
3 Шкаф УССВ	1
4 Шкаф серверный	1
5 Автоматизированное рабочее место (АРМ)	1
6 Методика поверки	1 экз.
7 Паспорт-формуляр	1 экз.
8 Программное обеспечение, на компакт-диске	1

Поверка

осуществляется по документу МП 51242-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 54 220/10 кВ «Дубнинская». Методика поверки» утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в марте 2012 г.

Поверка средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется:

- измерительных трансформаторов напряжения типа SU 245/S и НАМИТ 10-2 по МИ 2845-2003 или по ГОСТ 8.216-88 с интервалами между поверками 8 лет;
- измерительных трансформаторов тока типа АМТ-245/1, ТВИ-220, ТЛШ-10, ТОЛ-10-1 и ТШН-0,66 У3 по ГОСТ 8.217-2003 с интервалами между поверками соответственно 8 лет (АМТ-245/1, ТВИ-220, ТЛШ-10, ТОЛ-10-1) и 4 года (ТШН-0,66 У3);
- счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03.08 по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, изложенной в приложении к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, с интервалами между поверками 10 лет и СЭТ-4ТМ.03М по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, изложенной в приложении к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ, с интервалами между поверками 12 лет;
- устройства сбора и передачи данных RTU – 325Н в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU – 325Н и RTU – 325Т. Методика поверки ДЯИМ.466215.005 МП» с интервалами между поверками 6 лет.

Основные средства поверки:

- измерительных трансформаторов напряжения, предусмотренные МИ 2845-2003 или ГОСТ 8.216-88;
- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03.08 в соответствии с приложением к ИЛГШ.411152.124 РЭ и СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- устройства сбора и передачи данных RTU – 325Н в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU – 325Н и RTU – 325Т. Методика поверки ДЯИМ.466215.005 МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), абсолютная погрешность ± 1 мкс;
- термогигрометр электронный «Center» модель 315, диапазон измерений от минус 20 до плюс 60 °С, абсолютная погрешность $\pm 0,8$ °С, относительной влажности воздуха от 0 до 99 %, абсолютная погрешность $\pm 3,0$ %.
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений представлен в Инструкции по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ «Дубнинская»

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии класса точности 0,2S и 0,5S».

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

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

МИ 2999-2011 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

МИ 3286-2010 «Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Техническая документация на АИИС КУЭ «Дубнинская».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Объединенная энергетическая компания" ОАО «ОЭК»

Юридический адрес: 101000, г. Москва. Кривоколенный пер., д. 10, стр. 4.

Почтовый адрес: 101000, г. Москва. Кривоколенный пер., д. 10, стр. 4.

Тел.: (495) 657-91-01, Факс: (495) 623-04-18

E-mail: info@uneco.ru

Заявитель

ОАО «Мосэнергосбыт» филиал «Мосэнергосбыт-технический центр»

Юридический адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 9.

Почтовый адрес г. Москва, ул. Серпуховский вал, д. 7, стр. 3.

Тел./факс: (495) 775-46-84

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области" (ГЦИ СИ ФБУ "Нижегородский ЦСМ")

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, 1.

Тел./факс (831) 428-78-78, (831) 428-57-95.

E-mail: mail@nncsm.ru

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30011-08 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.П. « ____ » _____ 2012 г.