

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 330/110/10 кВ «Ржевская», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A №49187, регистрационный № 56045-13 и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерений, приведенной в таблице 2.

АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2 уровень – измерительно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325H (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УССВ-35HVS (GPS), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи 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 преобразуют 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 интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для информационного обмена между счетчиками электроэнергии и УСПД используется выделенный канал передачи данных, организованный посредством интерфейса RS-485. Пе-

редача данных от счетчиков электроэнергии осуществляется по запросам, сформированных в УСПД. Для информационного обмена между УСПД и АРМ, УСПД и телефонным модемом используется выделенный канал передачи данных, организованный посредством интерфейса Ethernet. В качестве основного канала связи используется ВОЛС (передача данных в ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада), в качестве резервного – телефонная сеть. Телефонная сеть используется при отсутствии ВОЛС.

Из ИВКЭ по запросу коммуникационного сервера информационно – измерительного комплекса (ИВК) данные по каналам связи передаются на сервер ЦСОД (центр сбора и обработки данных) МЭС Северо-Запада с установленным на нем программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», далее по запросу сервера АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляется передача данных с сервера ЦСОД МЭС Северо-Запада на сервер ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС».

ИВК включает в себя ЦСОД АИИС КУЭ МЭС Северо-Запада и ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС», а также устройства синхронизации времени в каждом ЦСОД, аппаратуру приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (ЛВС), разграничения прав доступа к информации и специализированное программное обеспечение (СПО) «Метроскоп».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УССВ-35HVS (GPS), на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика 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 корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» с Изменением № 1 используется ПО АльфаЦЕНТР, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО АльфаЦЕНТР обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО АльфаЦЕНТР.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

| Идентификационные признаки | Значение | | | | | | |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------|
| | Идентификационное наименование ПО | amrserver.exe | amrc.exe | amra.exe | cdbora2.dll | encryptdll.dll | alphamess.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | v.11.04.01 | v.11.04.01 | v.11.04.01 | v.11.04.01 | v.11.04.01 | v.11.04.01 | v.11.04.01 |
| Цифровой идентификатор ПО | 582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239 | b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd | 764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b | 7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b | 0939ce05295fbcbbba400eae8d0572c | b8c331abb5e34444170eee9317d635cd | |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 | MD5 | MD5 | MD5 | MD5 | MD5 | MD5 |

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «Альфа Центр», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК | Наименование объекта | Измерительные компоненты | | | | Вид электроэнергетики | Метрологические характеристики ИК | |
|-----------------------------|----------------------|---|---|--|---------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» | | | | | | | | |
| 1 | 1В-10 Т-3 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 39561; Зав. № 39569; Зав. № 39562 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009055; Зав. № 3009052; Зав. № 3009054 | A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267048 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |
| 2 | В 5С ЗРУ 10 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 37133; Зав. № 37132; Зав. № 37142 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009055; Зав. № 3009052; Зав. № 3009054 | A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267050 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |
| 3 | 2В-10 Т-3 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 39563; Зав. № 39558; Зав. № 39567 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009585; Зав. № 3009131; Зав. № 3009617 | A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267044 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|-------------|---|---|--|------------------------------|----------------------------|------------------|------------------|
| 4 | В 7С ЗРУ 10 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 37136; Зав. № 37138; Зав. № 37134 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009585; Зав. № 3009131; Зав. № 3009617 | A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267042 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |
| 5 | В10 ТСН-3 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 75/5 Зав. № 37131; Зав. № 37127; Зав. № 37130 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009585; Зав. № 3009131; Зав. № 3009617 | A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267043 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |
| 6 | 1В-10 Т-4 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 39559; Зав. № 39565; Зав. № 39560 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009056; Зав. № 3009327; Зав. № 3009053 | A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267051 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |
| 7 | В 6с ЗРУ 10 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 37135; Зав. № 37140; Зав. № 37141 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009056; Зав. № 3009327; Зав. № 3009053 | A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267045 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|-------------|---|---|--|------------------------------|----------------------------|------------------|------------------|
| 8 | 2В-10 Т-4 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 39566; Зав. № 39564; Зав. № 39568 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009586; Зав. № 3009584; Зав. № 3009560 | A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267049 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |
| 9 | В 8С ЗРУ 10 | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 37139; Зав. № 37137; Зав. № 37143 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009586; Зав. № 3009584; Зав. № 3009560 | A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267046 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |
| 10 | В-10ТСН-2н | ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 75/5 Зав. № 37129; Зав. № 37126; Зав. № 37128 | ЗНОЛП.4-10 Кл. т. 0,2 10500/√3:100/√3 Зав. № 3009586; Зав. № 3009584; Зав. № 3009560 | A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01267047 | RTU-325H Зав. № 002368 | активная реактивная | ±0,8 ±1,6 | ±2,2 ±4,1 |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– от минус 40 °С до плюс 65 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденный типа. Замена оформляется актом в установленном на ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик А1805RAL-P4GB-DW-4 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– УСПД RTU-325H – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Тип | № Госреестра | Количество, шт. |
|---|--------------------|--------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Трансформатор тока | ТЛО-10 | 25433-11 | 30 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОЛП.4-10 | 46738-11 | 12 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | A1805RAL-P4GB-DW-4 | 31857-06 | 10 |
| Устройство сбора и передачи данных | RTU-325H | 44626-10 | 1 |
| Программное обеспечение | «АльфаЦЕНТР» | - | 1 |
| Методика поверки | - | - | 1 |
| Формуляр | - | - | 1 |
| Руководство по эксплуатации | - | - | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 56045-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков A1805RAL-P4GB-DW-4 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-325H – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до - 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Ржевская» с Изменением № 1, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эмпирей-Энерго»

(ООО «Эмпирей-Энерго»)

Юридический адрес: 194044, г. Санкт-Петербург, Пироговская наб., д 17, корп.1, лит. «А»

Почтовый адрес: 194044, г. Санкт-Петербург, Пироговская наб., д 17, корп.1, лит. «А», офис 206

Тел.: (812) 336-97-28

Факс: (812) 336-97-28

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго»

(ООО «Тест-Энерго»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@t-energo.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.