

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НИТИ «Прогресс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НИТИ «Прогресс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ), АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на GSM-модемы, далее по каналам связи, организованным по технологии CSD стандарта GSM, поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ энергосбытовой организации по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» - Удмуртское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом SMTP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс.

Сравнение показаний часов сервера с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция часов выполняется при расхождении на величину ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.08
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнер- гии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих ус- ловиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Майская» 110/6 кВ, РУ- 6кВ, 4СШ 6кВ, яч.ф.4402	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Sun Fire X4100 M2	Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7
2	ПС «Майская» 110/6 кВ, РУ- 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.ф.4104	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7
3	ПС «Подбо- ренка» 110/6 кВ, РУ-6кВ, 2СШ 6кВ, яч.ф.2242	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7
4	ПС «Подбо- ренка» 110/6 кВ, РУ-6кВ, 2СШ 6кВ, яч.ф.2244	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС «Подборенка» 110/6 кВ, РУ-6кВ, 1СШ 6кВ, яч.ф.2245	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Sun Fire X4100 M2	Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,7
6	ПС «Парковая» 110/6 кВ, РУ-6кВ, 1СШ 6кВ, яч.ф.504	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6УЗ Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,7
7	ПС «Парковая» 110/6 кВ, РУ-6кВ, 2СШ 6кВ, яч.ф.540	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6УЗ Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,7
8	РП-1 6 кВ, РУ-6кВ, 2СШ 6кВ, яч.3	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,7
9	РП-1 6 кВ, РУ-6кВ, 2СШ 6кВ, яч.2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,7
10	РП-1 6 кВ, РУ-6кВ, 1СШ 6кВ, яч.15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	РП-1 6 кВ, РУ-6кВ, 1СШ 6кВ, яч.14	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Sun Fire X4100 M2	Активная	1,3	3,3
						Реактив-ная	2,5	5,7
12	РП-2 6 кВ, РУ-6кВ, 1СШ 6кВ, яч.26	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,3	3,3
						Реактив-ная	2,5	5,7
13	ТП-5 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.1, Р4	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 58386-14 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6
14	ТП-5 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.8	ТТИ-А Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Sun Fire X4100 M2	Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6
15	ТП-5 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.6	□	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,1	3,3
						Реактив-ная	2,2	6,2
16	ТП-9 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.7	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Sun Fire X4100 M2	Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ТП-9 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.2	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Sun Fire X4100 M2	Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6
18	ТП-9 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.3	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6
19	ТП-9 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.13	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6
20	ТП-9 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.12	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6
21	ВРУ-3 0,4кВ, КЛ-1 0,4кВ	□	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,1	3,3
						Реактив-ная	2,2	6,2
22	ВРУ-3 0,4кВ КЛ-5 0,4кВ	□	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,1	3,3
						Реактив-ная	2,2	6,2
23	ТП-5 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.3	ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ТП-5 6кВ, РУ-0,4кВ, ЯБПВ 0,4кВ, КЛ-0,4кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Sun Fire X4100 M2	Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6
25	ТП-5 6кВ, РУ-0,4кВ, 2СШ, яч.1, Р2	ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	□	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,6

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	25
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +15 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	2
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	12
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	15
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6УЗ	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	18
Сервер	Sun Fire X4100 M2	1
Методика поверки	МП ЭПР-108-2018	1
Паспорт-формуляр	ЭСРГ.780440.023.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-108-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НИТИ «Прогресс». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 25.10.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «НИТИ «Прогресс», свидетельство об аттестации № 126/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НИТИ «Прогресс»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания РусГидро» (АО «ЭСК РусГидро»)
ИНН 7804403972
Адрес: 117393, г. Москва, ул. Архитектора Власова, д. 51
Телефон: (495) 983-33-28
Факс: (495) 984-63-80
Web-сайт: www.esc.rushydro.ru
E-mail: info@esc.rushydro.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.