

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электросервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электросервис», предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- 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 сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М класса точности (КТ) 0,2S/0,5 в ГР №36697-12 и СЭТ-4ТМ.02.2 класса точности (КТ) 0,5S /1,0 в ГР № 20175-01 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (17 точек измерений).

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы энергоустановок (ИВКЭ), включают в себя сумматоры электронные многофункциональные для учета электроэнергии (далее-УСПД) типа СЭМ-2 в ГР №22137-01, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, источники бесперебойного питания;

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора и базы данных, устройство синхронизации времени УСВ-3 в ГР№51644-12,

автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи.

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 1 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1с мощности, вычисляется для интервалов времени 1с. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы локального УСПД (уровень – ИВКЭ), где осуществляется накопление измерительной информации, хранение и передача накопленных данных по внутренним каналам связи на верхний уровень системы (уровень – ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных в ОАО «АТС» и организации - участники ОРЭ организована по выделенному каналу доступа в сеть Интернет через ЛВС ОАО «Электросервис» по электронной почте. Данные передаются в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) установленного на уровне ИВК. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем УСВ-3, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и УСВ-3 на ± 1 с. На уровне ИВКЭ для ИК №1-16 синхронизация в УСПД осуществляется с сервера, корректировка часов УСПД выполняется при расхождении часов УСПД и сервера на ± 1 с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами УСПД происходит при каждом опросе, при расхождении часов УСПД с часами счетчиков на ± 1 с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Для ИК №17 синхронизация в счетчике осуществляется с сервера. Сверка показаний часов счетчиков с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов сервера с часами счетчиков на ± 1 с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с в сутки.

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 использовано программное обеспечение ПО «EnergyControlCenter». Версия 3.0

Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице №1.

Таблица №1

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПО «EnergyControlCenter»
Идентификационное наименование ПО	CCServer.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0

Цифровой идентификатор ПО	f1d1c5e8446231438a25be45ae350e44
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014– высокий.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов и напряжений, считанных со счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа – паролем, опломбированием УСПД и фиксацией изменений в журнале событий. Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (с разграничением прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в Таблице 2.

Таблица 2

№ И К	Наименование объекта	Состав измерительного канала				УСПД	Вид электроэнергии	Пределы основной относительной погрешности, %	Пределы относительной погрешности в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ КРУН-35 кВ, ВЛ-35 кВ Лесозаводск- ГДЗ цепь 1	ТОЛ-СЭЩ-35-01 ф.А № 00303-10 ф.В № 00320-10 ф.С № 00301-10 300/5,КТ 0,5S	GE-36 ф.А№30678818 ф.В№30678819 ф.С№30678820 35000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0811091615	СЭМ-2 Зав. № 755	А Р	±1,2 ±1,9	±2,9 ±4,5	
2	ГДЗ цепь 2 ВЛ- 35 кВ ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35-01 ф А№ 00299-10 ф.В № 00298-10 ф.С № 00297-10 300/5,КТ 0,5S	GE-36 ф.А№30678821 ф.В№3067882 ф.С №30678823 35000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0811091633			±1,2 ±1,9	±2,9 ±4,5	
3	Ф-5 "УПТК" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 10670 ф.С № 10540 300/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2- УХЛ ф.А,В,С №0868 10000/100,КТ0,5	СЭТ- 4ТМ.02.2 КТ0,5S/1,0 Зав. № 10035091			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Ф-6 "Больничный комплекс" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 15362 ф.С № 9930 200/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0868 10000/100, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 10035121	СЭМ-2 Зав. № 755	А Р	±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
5	Ф-8 "Левобережье" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 50407 ф.С № 9161 400/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0868 10000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02. КТ0,5S/1,0 Зав. № 10035107			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
6	Ф-9 "Гарнизон" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 11072 ф.С № 14048 200/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0868 10000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 10035190			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
7	Ф-10 "Город" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 9164 ф.С № 9512 400/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0868 10000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02. КТ 0,5S/1,0 Зав. № 11030019			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
8	Ф-11 "Гор. болница" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 36137 ф.С № 41806 400/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0868 10000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 10035156			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
9	Ф-12 "Филаретовка" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 5842 ф.С № 13345 300/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0868 10000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02. КТ 0,5S/1,0 Зав. № 10035112			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
10	Ф-14 "Водозабор" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10У3 ф.А № 104 ф.С № 019 300/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С, №0872 10000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 10035129			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
11	Ф-16 "ЦРП Ружино" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 1127 ф.С № 1118 200/5КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С, №0872 10000/100КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ0,5S/1,0 Зав. № 10035130			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
12	Ф-19 "ЦРП Будника" ПС "Лесозаводск"	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 1291 ф.С № 1301	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С, №0872	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ ,5S/1,0			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1

	220/35/10/0,4 кВ	300/5,КТ 0,5	10000/100,КТ 0,5	Зав. № 10035080				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Ф-21 "Ружино" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 40914 ф.С № 40909 400/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0872 10000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 08031113	СЭМ-2 Зав. № 755		±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
14	Ф-22 "Ружино Х/З" ПС "Лесозаводск" 220/35/10/0,4 кВ	ТОЛ-10УТ2.1 ф.А № 3656 ф.С № 2586 100/5,КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ ф.А,В,С №0872 10000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 11030017			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1
15	ПС Усури 35/10 кВ, КРУН 10 кВ 1 С, яч.1, КЛ- 10кВ Ф-1 Город	ТЛМ-10-2У3 ф.А№ 1351 ф.С № 1545 150/5,КТ 0,5	НАМИ-10-95- УХЛ2 ф.А,В,С №3214 10000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0811090882	СЭМ-2, Зав. №237		±1,2 ±1,9	±2,9 ±4,5
16	ПС Усури 35/10 кВ, КРУН 10 кВ 2 С, яч.8, КЛ-10кВ Ф-8 Город)	ТЛМ-10-2У3 ф.А № 5811 ф.С № 5375 300/5,КТ 0,5	НАМИ-10-95- УХЛ2 ф.А,В,С №3045 10000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0803111489			±1,2 ±1,9	±2,9 ±4,5
17	ПС 35/6 кВ Карьер, ОРУ-35 кВ, отп. от ВЛ- 35кВ «Лесозаводск- Карьер- Пантелеймонов- ка»	ТОЛ-СЭЩ-35- IV-01 ф.А № 00621-13 ф.С № 00620-13 20/5, КТ 0,5S	НАМИ-35 УХЛ1 ф.А,В,С №4053 35000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 10035078			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,1

Примечание к таблице 2.

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98÷1,02) Уном; ток (1÷1,2) Ином
температура окружающей среды- (20 ± 5)°С
5. Рабочие условия:
- параметры сети для ИК: напряжение (0,9÷1,1) Уном;
- сила тока (0,01÷1,2) Ином; 0,5 инд. ≤ cos φ ≤ 0,8 емк.;
- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 70 °С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.02.2; от минус 40 °С до +60 °С; для сумматора СЭМ-2 от -20°С до плюс 55°С, для сервера от +10 °С до + 35 °С;
6. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №1,2,17 (I = 0,01 Ином), для ИК №3-16 (I = 0,05 Ином), cos φ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10°С до +25°С);

7. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии – ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В режиме измерения реактивной электроэнергии в виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

Доверительные границы погрешности результата измерений активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях АИИС КУЭ представлены в таблице 3.

Таблица 3

№ ИК	Значение cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), ± (%)							
		1(2) ≤ I _{раб} < 5		5 ≤ I _{раб} < 20		20 ≤ I _{раб} < 100		100 ≤ I _{раб} < 120	
				А	Р	А	Р	А	Р
1,2	0,5	±5,4	±2,6	±3,0	±1,7	±2,2	±1,4	±2,2	±1,4
	0,8	±2,9	±4,5	±1,7	±2,6	±1,3	±2,0	±1,3	±2,0
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±1,0	Не норм
3,4,5,6, 7,8,9,1 0,11,12 ,13,14	0,5	Не норм	Не норм	±5,6	±3,4	±3,1	±2,7	±2,4	±2,5
	0,8	Не норм	Не норм	±3,0	±5,1	±1,8	±3,4	±1,5	±3,0
	1	Не норм	Не норм	±1,9	Не норм	±1,3	Не норм	±1,6	Не норм
15,16	0,5	Не норм	Не норм	±5,4	±2,6	±3,0	±1,6	±2,2	±1,4
	0,8	Не норм	Не норм	±2,9	±4,5	±1,6	±2,6	±1,3	±2,0
	1	Не норм	Не норм	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,0	Не норм
17	0,5	±5,6	±3,4	±3,2	±2,7	±2,4	±2,5	±2,4	±2,5
	0,8	±3,0	±5,1	±1,9	±3,5	±1,5	±3,0	±1,5	±3,0
	1	±2,0	Не норм	±1,3	Не норм	±1,1	Не норм	±1,1	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 400\ 000$ ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;

электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 140\ 000$ часов;
- средний срок службы – не менее 30 лет.

электросчетчик СЭТ-4ТМ.02.2

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 90\ 000$ часов;
- средний срок службы – не менее 30 лет.;

УСПД СЭМ-2

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч.,
- среднее время восстановления работоспособности $t_b = 12$ часов.;

сервер сбора и БД

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\ 000$ ч.,
- среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 1$ ч;

УСВ-3

- средняя наработка на отказ $T = 35\ 000$ ч;
- коэффициент технического использования не менее: 0,95; время восстановления $t_b = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью резервного источника питания;

- резервирование электрического питания УСПД и каналообразующей аппаратуры с помощью резервного источника питания;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источников бесперебойного питания.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в УСПД и каждом счетчике;
- изменения ПО и перепараметрирования УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Глубина хранения информации:

электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М , СЭТ-4ТМ.02.2

Глубина хранения каждого массива профиля, при времени интегрирования 30 минут, составляет 113 суток (3,7 месяца).

УСПД СЭМ-2

- срок сохранения результатов измерений при пропадании питающего напряжения - 2 месяца;
- глубина хранения графиков получасовой мощности по каждому из каналов 62 суток;

Сервер сбора данных

- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 3 лет; мгновенные значения P , Q , F , U , I , $\cos\varphi$ - 30 секунд;
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы; мгновенные значения P , Q , F , U , I , $\cos\varphi$ - 3 месяца с архивированием во внешней БД.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО "Электросервис».

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4.

Наименование компонента системы	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02.2; КТ 0,5S/1	13
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03.М; КТ 0,2S/0,5	4
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-01 ; КТ 0,5S	6
Трансформатор тока ТОЛ-10УТ2.1; КТ 0,5	14
Трансформатор тока ТЛМ-10-2У3; КТ 0,5	4
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-IV-01; КТ 0,5S	2
Трансформатор напряжения GE-36; КТ 0,5	6
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ ; КТ 0,5	2
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ2; КТ 0,5	2
Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1; КТ 0,5	1
УСВ -3	1
Сервер сбора и базы данных	1
УСПД СЭМ-2	2
АРМ (автоматизированное рабочее место)	1
Методика поверки МП 4222-001-2507003122-2015	1
Формуляр ФО 4222-001-2507003122-2015	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-001-2507003122-2015 «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электросервис». Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 05.08.2015 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- электросчетчики типа СЭТ-4ТМ.02.2 в соответствии с методикой поверки, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.087 РЭ1. Методика поверки; электросчетчики типа СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ1 МП. Методика поверки.
- радиочасы МИР РЧ-01 принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), ПГ±1 мкс.
- УСВ-3 в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.
- УСПД СЭМ-2 в соответствии с документом «Методика поверки сумматоров СЭМ-2». ДЕМ.411129.001 МП, утвержденным ВНИИМС.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Электросервис» приведены в

документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Электросервис». МВИ 4222-001-2507003122-2015. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №106/01.00181-2013/2015 от 22.06.2015г

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Электросервис»

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ 31819.22-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- ГОСТ 31819.23-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Электросервис» г.Лесозаводск. (ОАО «Электросервис»)
Адрес: РФ, Приморский край, г. Лесозаводск, ул. Калининская, д.2; кор.12. Тел. 8(42355)23-5-08,
e-mail: lsseti@mail.primorye.ru. ИНН 2507003122

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, пр. Карла Маркса,134, г.Самара, тел. (846) 3360827, E-mail: smrcsm@saminfo.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30017-13 от 21.10.2013 г.

Заместитель Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.П.

«___» _____ 2015 г.