

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны 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 и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторы напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включают в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С10 или СИКОН С70;
- каналы связи для передачи измерительной информации.

ИВК включает в себя:

- промышленный сервер с установленным программным обеспечением из состава комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» (Г. р. № 29484-05);
- устройство синхронизации времени УСВ-1 (Г. р. № 28716-05);

- автоматизированные рабочие места;
- каналобразующую аппаратуру.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием ТТ и ТН, измерения и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика электрической энергии. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC(SU).

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК, устройства коммуникации и каналы связи образуют измерительные каналы (ИК).

ИВКЭ выполняет следующие функции:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины;
- пересчет результатов измерений с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.

ИВК выполняет следующие функции:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- обеспечение возможности визуального просмотра результатов измерений из базы данных;
- формирование XML-файлов с применением средств электронной цифровой подписи.
- передача результатов измерений в программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора, филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра - Калужское представительство, другим субъектам ОРЭ.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством проводных линий связи интерфейса RS-485 для передачи данных от ИИК ТИ на уровень ИВКЭ;
- посредством сотового канала связи стандарта GSM-900 с помощью сотового модема Siemens TC-35 для передачи данных от ИВКЭ в ИВК;
- глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных с уровня ИВК внешним системам.

Перечень ИК и измерительных компонентов в составе ИК приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень ИК и измерительных компонентов в составе ИК

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии			Тип, № Г. р. УСПД
		Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	Кл. точн.		
									акт.	реакт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС Вербезичи, ВЛ-35 кВ, Вербезичи-Бытошь	ТФЗМ-35Б-1У1, Г. р. № 3689-73	100/5	0,5	ЗНОМ-35-65, Г. р. № 912-70		0,5	СЭТ-4ТМ.03, Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С10, Г. р. № 21741-03
2	ПС Ферзиково, ВЛ-110 кВ, Шипово-Ферзиково с отп.	ТФЗМ-110Б-1У1, Г. р. № 2793-88	600/5	0,5	НКФ110-83У1, Г. р. № 1188-84		0,5	СЭТ-4ТМ.03, Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С10, Г. р. № 21741-03
3	ПС Космос, ВЛ-110 кВ, Космос-Заокская с отп.	ТФЗМ-110Б-1У1, Г. р. № 2793-88	600/5	0,5	НКФ110-83У1, Г. р. № 1188-84		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	СИКОН С10, Г. р. № 21741-03
4	ПС Космос, ВЛ-110 кВ, Алексинская ТЭЦ - Космос с отп.	ТФЗМ-110Б-1У1, Г. р. № 2793-88	600/5	0,5	НКФ110-83У1, Г. р. № 1188-84		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	
5	ПС Космос, ВЛ-110 кВ, Протон - Космос	ТФЗМ-110Б-1У1, Г. р. № 2793-88	600/5	0,5	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	
6	ПС Космос, ОВ-110	ТФЗМ-110Б-1У1, Г. р. № 2793-88	600/5	0,5	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03, НКФ110-83У1, Г. р. № 1188-84		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	ПС Шепелево, ВЛ-110 кВ, Черепеть - Шепелево Северная с отп.	ТФЗМ-110Б-1У1, Г. р. № 2793-88	600/5	0,5	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	СИКОН С10 , Г. р. № 21741-03
8	ПС Шепелево, ВЛ-110 кВ, Черепеть - Шепелево Южная с отп.	ТФЗМ-110Б-1У1, Г. р. № 2793-88	600/5	0,5	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	
9	ПС Шепелево, ВЛ-110 кВ, Шепелево-Белев 1 с отп.	ТВ-110, Г. р. № 29255-05	400/5	0,5S	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	
10	ПС Шепелево, ВЛ-110 кВ, Шепелево-Белев 2 с отп.	ТРГ-110 П*, Г. р. № 26813-06	600/5	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03		0,5	СЭТ-4ТМ.03, Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
11	ПС Шепелево, ОВ-110	ТВ-110, Г. р. № 29255-05	600/5	0,5S	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03		0,5	СЭТ-4ТМ.03, Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
12	ПС Агеево, ВЛ-110 кВ, Черепеть - Агеево	ТВ-110, Г. р. № 29255-05	600/5	0,5S	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-03		0,5	СЭТ-4ТМ.03М, мод. СЭТ-4ТМ.03М.01, Г. р. № 36697-08	0,5S	1	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	ПС Агеево, ОВ-110	ТВ-110, Г. р. № 29255-05	600/5	0,5S	НАМИ-110 УХЛ1, Г. р. № 24218-08, НКФ-110-06, Г. р. № 37749-08 НКФ110-83У1, Г. р. № 1188-84		0,5	СЭТ-4ТМ.02, мод. СЭТ-4ТМ.02.2, Г. р. № 20175-01	0,2S	0,5	
14	ПС Созвездие, ВЛ-220 кВ, Калужская - Созвездие	TG, мод. TG245, Г. р. № 30489-09	1000/1	0,2S	СРВ 72-800, мод. СРВ 245, Г. р. № 15853-06		0,2	СЭТ-4ТМ.03М, мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Г. р. № 36697-08	0,2S	0,5	СИКОН С70 , Г. р. № 28822-05
15	ПС Созвездие, ВЛ-220 кВ, Созвездие - Метзавод I цепь	TG, мод. TG245, Г. р. № 30489-09	2000/1	0,2S	СРВ 72-800, мод. СРВ 245, Г. р. № 15853-06		0,2	СЭТ-4ТМ.03М, мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Г. р. № 36697-08	0,2S	0,5	
16	ПС Созвездие, ВЛ-110 кВ, Созвездие - Мишуково	ТВГ-110, исп. ТВГ-110-02, Г. р. № 22440-02	1000/1	0,2S	НДКМ-110, Г. р. № 38002-08		0,2	СЭТ-4ТМ.03М, мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Г. р. № 36697-08	0,2S	0,5	
17	ПС Созвездие, ВЛ-220 кВ, Созвездие - Метзавод II цепь	TG, мод. TG245N, Г. р. № 30489-09	2000/1	0,2S	СРВ 72-800, мод. СРВ 245, Г. р. № 15853-06		0,2	СЭТ-4ТМ.03М, мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Г. р. № 36697-08	0,2S	0,5	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
18	ПС Созвездие, ВЛ-220 кВ, Созвездие - Мирная	TG, мод. TG245, Г. р. № 30489-09	1000/1	0,2S	СРВ 72-800, мод. СРВ 245, Г. р. № 15853-06		0,2	СЭТ-4ТМ.03М, мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Г. р. № 36697-08	0,2S	0,5	

АИИС КУЭ включает в себя систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) на базе устройства синхронизации системного времени УСВ-1. СОЕВ работает следующим образом. ИВК получает шкалу времени от устройства синхронизации времени УСВ-1, входящее в его состав и обеспечивающее прием и обработку сигналов системы GPS в постоянном режиме по протоколу NTP. Далее, шкала времени передается на уровень ИВКЭ. Коррекция времени УСПД осуществляется один раз в 30 минут по условию, если поправка часов УСПД превышает ± 1 с относительно шкалы времени ИВК. УСПД, в свою очередь, при опросе счетчиков осуществляет проверку поправки шкалы времени счетчиков. И, если поправка часов счетчиков превышает 2 с относительно шкалы времени УСПД, УСПД осуществляет синхронизацию шкалы времени счетчиков, но не чаще 1 раза в сутки.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» из состава «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (разработка ЗАО Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»). Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	PClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	257e0b27
Идентификационное наименование программного обеспечения	PCurrentValues.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	416e5dc1
Идентификационное наименование программного обеспечения	PFillProfile.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	8e5bc991
Идентификационное наименование программного обеспечения	PFixData.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	2904412d
Идентификационное наименование программного обеспечения	PFixed.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	1d088fed

Продолжение таблицы 2

1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	PProcess.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	db757207
Идентификационное наименование программного обеспечения	PReplace.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	8620b62a
Идентификационное наименование программного обеспечения	PRoundValues.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	6074e843
Идентификационное наименование программного обеспечения	PValuesFromFixed.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	18f4a451
Идентификационное наименование программного обеспечения	SET4TM02.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.3x
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	ecc29802
Идентификационное наименование программного обеспечения	SiconS10.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	-
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	288c03e9

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - «средний».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Наименование метрологической характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Доверительные границы допускаемой основной (в нормальных условиях) относительной погрешности ИК с вероятностью $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии (δW_o^A), доверительные границы допускаемой погрешности ИК с вероятностью $P=0,95$ при измерении активной (δW^A) и реактивной (δW^P) электрической энергии в рабочих условиях применения	приведены в таблицах 4 и 5
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC, с	не более 5
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных, лет, не менее	3,5
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения измерительных компонентов АИИС КУЭ:	
- температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от 0 до + 40
- температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от - 40 до + 40
- частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
- напряжение сети питания, В	от 198 до 242
- индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 9 - 18	от 2 до 120
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 1 - 8	от 5 до 120
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- коэффициент мощности $\cos \varphi$ для ИК № 3 - 9, 12 - 18	0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.
- коэффициент мощности $\cos \varphi$ для ИК № 1, 2, 10, 11	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
- коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Таблица 4 - Доверительные границы допускаемой основной (в нормальных условиях) относительной погрешности ИК с вероятностью $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии ($\pm \delta W_o^A$)

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК № 1 - 8	ИК № 9, 11, 13	ИК № 12	ИК № 10	ИК № 14 - 18
		$\pm \delta W_o^A, \%$	$\pm \delta W_o^A, \%$	$\pm \delta W_o^A, \%$	$\pm \delta W_o^A, \%$	$\pm \delta W_o^A, \%$
1	2	3	4	5	6	7
2	0,5	-	4,8	4,9	2,1	1,8
2	0,8	-	2,6	2,7	1,3	1,2
2	0,865	-	2,2	2,4	1,3	1,1
2	1	-	1,6	1,9	1,0	0,9
5	0,5	5,4	3,0	3,1	1,7	1,3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
5	0,8	2,9	1,7	1,9	1,1	0,9
5	0,865	2,5	1,5	1,8	1,0	0,8
5	1	1,8	1,1	1,2	0,8	0,6
20	0,5	2,9	2,2	2,3	1,4	1,0
20	0,8	1,6	1,2	1,4	0,9	0,6
20	0,865	1,4	1,1	1,2	0,8	0,6
20	1	1,1	0,9	1,0	0,7	0,5
100, 120	0,5	2,2	2,2	2,3	1,4	1,0
100, 120	0,8	1,2	1,2	1,4	0,9	0,6
100, 120	0,865	1,1	1,1	1,2	0,8	0,6
100, 120	1	0,9	0,9	1,0	0,7	0,5

Таблица 5 - Доверительные границы допускаемой погрешности ИК с вероятностью P=0,95 при измерении активной (δW^A) и реактивной (δW^P) электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	ИК № 1 - 8		ИК № 9, 11, 13		ИК № 12		ИК № 10		ИК № 14 - 18	
		$\pm\delta W^A$, %	$\pm\delta W^P$, %	$\pm\delta W^A$, %	$\pm\delta W^P$, %	$\pm\delta W^A$, %	$\pm\delta W^P$, %	$\pm\delta W^A$, %	$\pm\delta W^P$, %	$\pm\delta W^A$, %	$\pm\delta W^P$, %
2	0,5	-	-	4,8	2,8	5,1	3,7	2,2	2,1	2,0	2,0
2	0,8	-	-	2,6	4,4	3,1	4,9	1,4	2,8	1,4	2,3
2	0,865	-	-	2,3	5,4	2,8	5,6	1,4	3,3	1,3	2,5
2	1	-	-	1,7	-	2,4	-	1,2	-	1,2	-
5	0,5	5,4	2,7	3,0	1,8	3,4	3,4	1,7	1,4	1,4	1,9
5	0,8	2,9	4,5	1,7	2,7	2,4	3,9	1,2	1,9	1,1	2,0
5	0,865	2,6	5,6	1,6	3,3	2,3	4,3	1,1	2,1	1,1	2,1
5	1	1,8	-	1,1	-	1,5	-	0,8	-	0,8	-
20	0,5	3,0	1,6	2,2	1,4	2,7	3,1	1,5	1,1	1,2	1,6
20	0,8	1,7	2,5	1,3	2,0	2,0	3,4	1,0	1,5	1,0	1,7
20	0,865	1,5	3,0	1,2	2,3	1,9	3,6	1,0	1,7	0,9	1,7
20	1	1,1	-	0,9	-	1,4	-	0,7	-	0,7	-
100, 120	0,5	2,2	1,3	2,2	1,3	2,7	3,1	1,5	1,1	1,2	1,6
100, 120	0,8	1,3	1,9	1,3	1,9	2,0	3,4	1,0	1,4	1,0	1,7
100, 120	0,865	1,2	2,3	1,2	2,3	1,9	3,6	1,0	1,6	0,9	1,7
100, 120	1	0,9	-	0,9	-	1,4	-	0,7	-	0,7	-

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра ВЛСТ 691. 00. 000 ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип компонента, шифр документа	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2
Трансформаторы тока	ТВ-110	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110, исп. ТВГ-110-02	3
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 П*	3
Трансформаторы тока	TG, мод. TG245	12
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	21
Трансформаторы напряжения	СРВ 72-800, мод. СРВ 245	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ-110	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-06	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Сервер ИВК	-	1
Контроллер	СИКОН С10	5
Контроллер	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Формуляр	ВЛСТ 691.00.000 ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Методика поверки	МП-077-30007-2016	1

Поверка

осуществляется по документу МП-077-30007-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», утвержденному ФГУП «СНИИМ» в июле 2016 г.

Основные средства поверки:

- государственный первичный эталон единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012;
- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИГЛШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с документом ИГЛШ.411152.124 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИГЛШ.411152.145 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- контроллер СИКОН С10 - в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С10. Методика поверки. ВЛСТ 180. 00. 000 И1», утвержденной ВНИИМС в 2003 г.

- устройство синхронизации времени УСВ-1 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в декабре 2004 г.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Свидетельство об аттестации методики измерений № 290-01.00249-2016 от «21» июля 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Филиал «Калугаэнерго» Публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья» (Филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»)

ИНН 5260200603

Адрес: 248000, г. Калуга, ул. Красная Гора, 9/12

Тел.: +7 (4842) 716-359; Факс: +7 (4842) 565-611; E-mail: secr@kalugaenergo.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Тел. (383) 210-08-14, факс (383) 210-13-60; E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.