

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДВЭУК» (о. Русский)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДВЭУК» (о. Русский) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных, каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УСВ) на базе УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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

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 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 хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов транс-

формации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, синхронизирующим собственное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,35 с. Сервер сбора данных периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ, корректировка часов сервера сбора данных осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера сбора данных, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 1 с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и УСПД ± 3 секунды, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 - 4, 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 таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
1	1.1	Мини-ТЭЦ «Центральная», ГРУ-10 кВ, СШ-1, яч. 103, ГТУ-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 № 20085-10 № 20060-10 № 20059-10	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл.т. 0,2 10000/100 № 00841-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803102910	СИКОН С70 Зав. № 06511	активная реактивная
2	1.2	Мини-ТЭЦ «Центральная», ГРУ-10 кВ, СШ-2, яч. 203, ГТУ-4	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 № 20338-10 № 20337-10 № 20336-10	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл.т. 0,2 10000/100 № 00850-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803102674	СИКОН С70 Зав. № 06512	активная реактивная
3	1.3	Мини-ТЭЦ «Центральная», ГРУ-10 кВ, СШ-3, яч. 306, ГТУ-3	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 № 20334-10 № 20257-10 № 20339-10	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл.т. 0,2 10000/100 № 00839-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805100022	СИКОН С70 Зав. № 06512	активная реактивная
4	1.4	Мини-ТЭЦ «Центральная», ГРУ-10 кВ, СШ-4, яч. 405, ГТУ-5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 № 20331-10 № 20591-10 № 21391-10	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл.т. 0,2 10000/100 № 00840-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804101881	СИКОН С70 Зав. № 06512	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
5	1.5	Мини-ТЭЦ «Центральная», ГРУ-10 кВ, СШ-4, яч. 406, ГТУ-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 № 20787-10 № 20928-10 № 20927-10	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл.т. 0,2 10000/100 № 00840-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803102875	СИКОН С70 Зав. № 06511	активная реактивная
6	1.6	Мини-ТЭЦ «Северная», ГРУ-10 кВ, СШ-1, яч. 107, ГТУ-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 200/5 № 17396-09 № 17395-09 № 17397-09	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 01179-09 № 01212-09 № 01210-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812090664	СИКОН С70 Зав. № 05838	активная реактивная
7	1.7	Мини-ТЭЦ «Северная», ГРУ-10 кВ, СШ-2, яч. 207, ГТУ-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 200/5 № 17393-09 № 17398-09 № 17394-09	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 01134-09 № 01180-09 № 01143-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812090656	СИКОН С70 Зав. № 05838	активная реактивная
8	1.8	Мини-ТЭЦ «Океанариум», РУ-10 кВ, СШ-1, яч. 13, ГТУ-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 № 20317-12 № 20500-12 № 20218-12	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл.т. 0,5 10000/100 № 00730-12	A1802RL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01241293	СИКОН С70 Зав. № 06507	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
9	1.9	Мини-ТЭЦ «Океанариум», РУ-10 кВ, СШ-2, яч. 14, ГТУ-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 № 20459-12 № 22302-12 № 20215-12	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл.т. 0,5 10000/100 № 00641-12	A1802RL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01241296	СИКОН С70 Зав. № 06507	активная реактивная
10	2.1	Мини-ТЭЦ «Центральная», КРУ-35 кВ, СШ-1, яч. 9	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 1000/5 № 00578-10 № 00575-10 № 00577-10	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3:100/√3 № 00149-10 № 00148-10 № 00147-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808102331	СИКОН С70 Зав. № 06512	активная реактивная
11	2.2	Мини-ТЭЦ «Центральная», КРУ-35 кВ, СШ-2, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 1000/5 № 00569-10 № 00568-10 № 00582-10	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3:100/√3 № 00152-10 № 00151-10 № 00150-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808102707	СИКОН С70 Зав. № 06512	активная реактивная
12	2.3	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-1 10 кВ, СШ-1, яч. 107	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 50/5 № 13191 № 18846 № 13187	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003713 № 3331 № 2283	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101435	СИКОН С70 Зав. № 06503	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
13	2.4	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-1 10 кВ, СШ-2, яч. 207	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 50/5 № 15502 № 15627 № 13733	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003393 № 0003704 № 0003263	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101394	СИКОН С70 Зав. № 06503	активная реактивная
14	2.5	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-1 10 кВ, СШ-1, яч. 105	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 300/5 № 3114 № 11366 № 11365	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003713 № 3331 № 2283	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101339	СИКОН С70 Зав. № 06503	активная реактивная
15	2.6	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-1 10 кВ, СШ-2, яч. 205	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 300/5 № 16067 № 16071 № 16224	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003393 № 0003704 № 0003263	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808102302	СИКОН С70 Зав. № 06503	активная реактивная
16	2.7	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-2 10 кВ, СШ-1, яч. 107	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 15892 № 17481 № 17478	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003508 № 0002559 № 1604	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101413	СИКОН С70 Зав. № 06506	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
17	2.8	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-2 10 кВ, СШ-2, яч. 207	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 17482 № 17479 № 15891	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0001858 № 0003112 № 0003554	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806102416	СИКОН С70 Зав. № 06506	активная реактивная
18	2.9	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-2 10 кВ, СШ-1, яч. 106	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 200/5 № 11931 № 16545 № 16563	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003508 № 0002559 № 1604	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101304	СИКОН С70 Зав. № 06506	активная реактивная
19	2.10	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-2 10 кВ, СШ-2, яч. 206	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 200/5 № 16559 № 17177 № 16555	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0001858 № 0003112 № 0003554	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807101577	СИКОН С70 Зав. № 06506	активная реактивная
20	2.11	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-2 10 кВ, СШ-1, яч. 105	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 150/5 № 16064 № 16062 № 16625	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003508 № 0002559 № 1604	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807100376	СИКОН С70 Зав. № 06506	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
21	2.12	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-2 10 кВ, СШ-2, яч. 205	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 200/5 № 19612 № 23655 № 16787	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0001858 № 0003112 № 0003554	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807101136	СИКОН С70 Зав. № 06506	активная реактивная
22	2.13	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-3 10 кВ, СШ-1, яч. 107	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 15905 № 15618 № 15906	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003278 № 0003711 № 0003196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101363	СИКОН С70 Зав. № 06505	активная реактивная
23	2.14	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-3 10 кВ, СШ-2, яч. 207	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 16198 № 13616 № 16201	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003410 № 0003032 № 0003370	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101371	СИКОН С70 Зав. № 06505	активная реактивная
24	2.15	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-3 10 кВ, СШ-1, яч. 106	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 300/5 № 16589 № 16771 № 16768	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003278 № 0003711 № 0003196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806102489	СИКОН С70 Зав. № 06505	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
25	2.16	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-3 10 кВ, СШ-2, яч. 206	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 300/5 № 16600 № 16591 № 16604	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003410 № 0003032 № 0003370	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807101200	СИКОН С70 Зав. № 06505	активная реактивная
26	2.17	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-3 10 кВ, СШ-1, яч. 105	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 150/5 № 16755 № 16214 № 16909	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003278 № 0003711 № 0003196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101322	СИКОН С70 Зав. № 06505	активная реактивная
27	2.18	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-3 10 кВ, СШ-2, яч. 205	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 150/5 № 16757 № 16753 № 16381	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003410 № 0003032 № 0003370	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807101507	СИКОН С70 Зав. № 06505	активная реактивная
28	2.19	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-4 10 кВ, СШ-1, яч. 107	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 150/5 № 16749 № 16745 № 16380	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003553 № 0003479 № 3456	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807101249	СИКОН С70 Зав. № 06508	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
29	2.20	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-4 10 кВ, СШ-2, яч. 207	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 150/5 № 16760 № 16061 № 16761	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003186 № 0003591 № 0003559	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806102607	СИКОН С70 Зав. № 06508	активная реактивная
30	2.21	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-4 10 кВ, СШ-1, яч. 106	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 150/5 № 16750 № 17353 № 16217	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003553 № 0003479 № 3456	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807101242	СИКОН С70 Зав. № 06508	активная реактивная
31	2.22	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-4 10 кВ, СШ-2, яч. 206	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 150/5 № 16057 № 16756 № 16059	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003186 № 0003591 № 0003559	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806100135	СИКОН С70 Зав. № 06508	активная реактивная
32	2.23	Мини-ТЭЦ «Северная», РП-5, РУ-10 кВ, СШ-1, яч. 108	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 10491 № 10948 № 10946	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0002918 № 0003113 № 0003185	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102505	СИКОН С70 Зав. № 06509	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
33	2.24	Мини-ТЭЦ «Северная», РП-5, РУ-10 кВ, СШ-2, яч. 208	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 13410 № 13712 № 13409	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003133 № 0003405 № 0003408	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806100361	СИКОН С70 Зав. № 06509	активная реактивная
34	2.25	Мини-ТЭЦ «Северная», РП-5, РУ-10 кВ, СШ-1, яч. 107	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 13716 № 13719 № 13608	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0002918 № 0003113 № 0003185	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102429	СИКОН С70 Зав. № 06509	активная реактивная
35	2.26	Мини-ТЭЦ «Северная», РП-5, РУ-10 кВ, СШ-2, яч. 207	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 9902 № 13610 № 13617	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003133 № 0003405 № 0003408	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102621	СИКОН С70 Зав. № 06509	активная реактивная
36	2.27	Мини-ТЭЦ «Северная», РП-6, РУ-10 кВ, СШ-2, яч. 208	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5S 100/5 № 13718 № 13607 № 10490	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0004147 № 0004109 № 0004098	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102544	СИКОН С70 Зав. № 06504	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
37	2.28	ПС 35/10 кВ «Океанариум», КРУ-10 кВ, СШ-1, яч. 17	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 № 14687-11 № 14713-11 № 14685-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 01642-11 № 01644-11 № 01643-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803111304	СИКОН С70 Зав. № 05839	активная реактивная
38	2.29	ПС 35/10 кВ «Океанариум», КРУ-10 кВ, СШ-2, яч. 18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 № 14585-11 № 14707-11 № 14705-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 02107-13 № 02108-13 № 02109-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804111410	СИКОН С70 Зав. № 05839	активная реактивная
39	2.30	ПС 35/10 кВ «Океанариум», КРУ-10 кВ, СШ-1, яч. 23	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 № 15047-11 № 15026-11 № 15033-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 01642-11 № 01644-11 № 01643-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803111312	СИКОН С70 Зав. № 05839	активная реактивная
40	2.31	ПС 35/10 кВ «Океанариум», КРУ-10 кВ, СШ-2, яч. 24	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 № 14319-11 № 14719-11 № 14302-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 02107-13 № 02108-13 № 02109-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803111283	СИКОН С70 Зав. № 05839	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
41	2.32	ПС 35/10 кВ «Коммунальная», КРУ-10 кВ, СШ-1, яч. 7	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 № 38264-11 № 38262-11 № 38263-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 04045-11 № 04046-11 № 04047-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810113016	СИКОН С70 Зав. № 06420 Зав. № 06419	активная реактивная
42	2.33	ПС 35/10 кВ «Коммунальная», КРУ-10 кВ, СШ-2, яч. 8	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 № 38536-11 № 38533-11 № 38565-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 04043-11 № 04044-11 № 04042-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810112473	СИКОН С70 Зав. № 06420 Зав. № 06419	активная реактивная
43	2.34	ПС 35/10 кВ «Коммунальная», КРУ-10 кВ, СШ-1, яч. 17	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 № 38473-11 № 38479-11 № 38477-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 04045-11 № 04046-11 № 04047-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810113065	СИКОН С70 Зав. № 06420 Зав. № 06419	активная реактивная
44	2.35	ПС 35/10 кВ «Коммунальная», КРУ-10 кВ, СШ-2, яч. 12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 № 38622-11 № 38624-11 № 38625-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 04043-11 № 04044-11 № 04042-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810111912	СИКОН С70 Зав. № 06420 Зав. № 06419	активная реактивная

Окончание таблицы 2

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
45	2.36	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-4 10 кВ, СШ-1, яч. 105	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 150/5 № 16748 № 16759 № 17354	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003553 № 0003479 № 3456	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101420	СИКОН С70 Зав. № 06508	активная реактивная
46	2.37	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-4 10 кВ, СШ-2, яч. 205	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 150/5 № 16754 № 16751 № 16060	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003186 № 0003591 № 0003559	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101353	СИКОН С70 Зав. № 06508	активная реактивная
47	2.38	Мини-ТЭЦ «Центральная», РП-4 10 кВ, СШ-2, яч. 208	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 100/5 № 15895 № 15893 № 15894	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 № 0003186 № 0003591 № 0003559	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101398	СИКОН С70 Зав. № 06508	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 2; 3; 4; 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,1	1,2	2,0	1,8	2,0	2,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,2	2,0	1,8	2,0	2,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,5	1,7	3,0	2,1	2,3	3,4
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,7	3,0	5,4	3,0	3,4	5,7
6, 7 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,1	1,6	1,8	1,9	2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,1	1,6	1,8	1,9	2,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,2	1,3	2,0	1,9	2,0	2,6
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,7	1,8	2,6	2,2	2,3	3,1
8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,0	1,5	1,1	1,2	1,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,5	1,1	1,2	1,7
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,9	1,0	1,6	1,2	1,2	1,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,0	1,1	1,7	1,2	1,3	1,9
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,4	1,5	2,4	1,5	1,6	2,5
10-47 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,3	1,4	2,3	1,9	2,1	2,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,4	2,3	1,9	2,1	2,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,6	1,8	3,2	2,2	2,4	3,6
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,7	3,1	5,5	3,1	3,4	5,8

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2, 3, 4, 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,5	1,9	1,5	4,1	3,9	3,5
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	1,9	1,5	4,1	3,9	3,5
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	3,4	2,7	1,8	4,7	4,3	3,7
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	6,5	4,6	2,9	7,1	5,7	4,4
6, 7 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,0	1,6	1,4	3,9	3,8	3,5
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,0	1,6	1,4	3,9	3,8	3,5
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,3	2,1	1,6	4,2	4,0	3,6
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	3,1	2,5	2,1	4,5	4,2	3,9
8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,8	1,4	1,1	2,4	2,2	1,8
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,4	1,1	2,4	2,2	1,8
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,0	1,5	1,1	2,4	2,2	1,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	2,2	1,7	1,4	2,6	2,4	2,0
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,9	2,2	1,7	3,2	2,8	2,2
10-47 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,8	2,1	1,6	4,3	4,0	3,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,8	2,1	1,6	4,3	4,0	3,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	3,6	2,8	1,9	4,9	4,4	3,7
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	6,6	4,7	3,0	7,2	5,8	4,4

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:

диапазон напряжения (0,99 – 1,01) $U_{ном}$;

диапазон силы тока (0,02 – 1,2) $I_{ном}$;

частота (50±0,15) Гц;

коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;

счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;

ИВК от плюс 10 °С до плюс 25 °С;

- 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 $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);

частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети:

диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н2}$;

диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2) $I_{н2}$;

коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);

частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;

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

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 °С до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ часов, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- сервер HP Proliant DL360R07 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 208051$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ 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 сбора данных;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера сбора данных.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- УСПД - график средних мощностей по каждому каналу - 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- сервер сбора данных - 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) ОАО «ДВЭУК» (о. Русский) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	21
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	30
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	40086-08	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	15128-07	81
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	47959-11	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	35955-07	6
Трансформатор напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6(10)	38394-08	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	40085-08	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3344-08	33
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	35956-07	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	35956-12	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	45
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	13
Сервер с программным обеспечением	«Пирамида 2000»	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57599-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДВЭУК» (о. Русский). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 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 СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 году;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.00И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» «12» мая 2010 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 °С 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 количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «ДВЭУК» (о. Русский) (АИИС КУЭ ОАО «ДВЭУК» (о. Русский))», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «ДВЭУК» (о.Русский)

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

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

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

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (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

Ф.В. Булыгин

М.п. «___»_____2014 г.