



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

2010 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ филиала Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>45504-10</u> Взамен № _____</p>
---	--

Изготовлена ООО «Энерго Инжиниринг», г. Нижний Новгород, для коммерческого учета электроэнергии на объектах филиала Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по проектной документации ООО «Энерго Инжиниринг», г. Нижний Новгород, заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОРЭ филиала Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами предприятия, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для финансовых расчетов и оперативного управления потреблением электроэнергии.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- 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);
- возможность предоставления по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера электросетевых и энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую территориально-распределенную информационно-измерительную систему с централизованным управлением.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2, 0,5, 1,0 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики электроэнергии EPQS 0,5S по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и 0,5 ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии, счетчики электроэнергии ЕвроАльфа 0,5S по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и 1,0 ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии установленные на присоединениях, указанных в таблице 1 (32 точки измерений);

2-й уровень – 12 устройств сбора и передачи данных (УСПД) на базе «СИКОН С10»

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя интеллектуальный кэширующий маршрутизатор ИВК "ИКМ - Пирамида" (ИКМ), выполняющий функции сервера опроса; компьютер в серверном исполнении Desten Navigator DX 7280L с установленным СУБД MS SQL 2000, выполняющий функции сервера баз данных (БД); каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени УСВ-1, автоматизированное рабочее место персонала с установленным ПО «Пирамида 2000» клиентская часть.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Данные со счетчиков в автоматическом режиме передаются в цифровом виде на УСПД. В УСПД ведется база данных коммерческого учета и журналов событий со всех счетчиков, которые к нему подключены, осуществляется пересчет данных с учетом коэффициента трансформации.

Автоматически по запросу от ИВК "ИКМ - Пирамида" данные с УСПД поступают в цифровом виде на уровень ИВК. На жёстких дисках сервера БД осуществляется ведение журнала событий, хранение и накопление полученных от счетчиков информации, обеспечивается вывод и отображение данных на АРМ.

АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе приемника радиосигналов точного времени УСВ-1, подключенного к последовательному порту ИВК «ИКМ-Пирамида». Время ИВК «ИКМ-Пирамида» скорректировано со временем приемника, сличение ежечасное, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Корректировка часов сервера БД производится оператором АИИС КУЭ по времени ИВК «ИКМ-Пирамида» в неавтоматическом режиме. Сличение времени УСПД и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется по заданному расписанию (не реже одного раза в сутки). Корректировка времени УСПД производится автоматически при обнаружении рассогласования времени ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСПД более чем на ± 1 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД производится непрерывно при каждом сеансе опроса. Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД ± 3 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС Кузьма ВЛ-110кВ Верещагино	ТФНД-110 600/5 Кл.т 0,5 Зав №658 Зав №750 Зав №13005	СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8776596 Зав №8776598 Зав №8776597	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202395	СИКОН С10 Зав. № 293	Активная, реактивная	± 1,2 ± 1,6	± 3,1 ± 4,6
		ТФНД-110 600/5 Кл.т 0,5 Зав №14015 Зав №1030 Зав №807	СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8776599 Зав №8776594 Зав №8776595	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202146				
3	ПС Водозабор ВЛ-110 кВ ВГЭС-1	ТВ-110-52 600/5 Кл.т 1,0 Зав №1265-А Зав №1265-В Зав №1265-С	НКФ-110-57 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №1029272 Зав №57397 Зав №1029271	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202139	СИКОН С10 Зав. № 307	Активная, реактивная	± 2,1 ± 3,0	± 5,7 ± 8,6
		ТВ-110-52 600/5 Кл.т 1,0 Зав №1266-А Зав №1266-В Зав №1266-С	НКФ-110-57 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №17524 Зав №1029293 Зав №1029289	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202448				
5	ПС Водозабор ОМВ-110 кВ	ТФМЗ-110Б 600/5 Кл.т 0,5 Зав №39971 Зав №39990 Зав №39700	НКФ-110-57 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №1029272 Зав №57397 Зав №1029271	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202145	СИКОН С10 Зав. № 301	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,2 ± 4,6
		ТФН-35М 150/5 Кл.т 0,5 Зав №16742 Зав №20813	ЗНОМ-35-65У1 35000/100 Кл.т 0,5 Зав №1143458 Зав №1143444 Зав №1143367					
7	ПС Киясово ВЛ-35 кВ Кучуково	ТФМЗ-35Б 150/5 Кл.т 0,5 Зав №32274 Зав №32390	НАМИ-35 35000/100 Кл.т 0,5 Зав №198	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202315	СИКОН С10 Зав. № 310	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,5 ± 4,9
		ТФН-35М 150/5 Кл.т 0,5 Зав №16742 Зав №20813	ЗНОМ-35-65У1 35000/100 Кл.т 0,5 Зав №1143458 Зав №1143444 Зав №1143367					

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
8 ПС Киясово ВЛ-35 кВ Чекалда	ТФЗМ-35Б 150/5 Кл.т 0,5 Зав №71595 Зав №71451	НАМИ-35 35000/100 Кл.т 0,5 Зав №192	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202317	СИКОН С10 Зав. № 310	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,5 ± 4,9
9 ПС Салья Ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5 Зав №5758 Зав №4633	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т 0,5 Зав №1169	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №201726	СИКОН С10 Зав. № 308			
10 ПС Закамская ВЛ-110 кВ Березовка	ТГФ-110 300/5 Кл.т 0,5 Зав №1104 Зав №1105 Зав №1106	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №2007 Зав №2009 Зав №2014	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №201846	СИКОН С10 Зав. № 300	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,2 ± 4,6
11 ПС Закамская ВЛ-110 кВ Дубовая	ТГФ-110 300/5 Кл.т 0,5 Зав №1075 Зав №1076 Зав №1074	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №2023 Зав №2013 Зав №2016	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202292				
12 ПС Закамская ОВ-110кВ	ТГФ-110 300/5 Кл.т 0,5 Зав №892 Зав №890 Зав №891	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №2007 Зав №2009 Зав №2014 НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №2023 Зав №2013 Зав №2016	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №201736				
13 ПС Закамская ВЛ-110 кВ КГРЭС-1	ТГФ-110 300/5 Кл.т 0,5 Зав №1072 Зав №1073 Зав №1078	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №2007 Зав №2009 Зав №2014	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202526	СИКОН С10 Зав. № 309	Активная, реактивная	± 0,7 ± 1,5	± 1,9 ± 3,2
14 ПС Закамская ВЛ-110 кВ КГРЭС- 2	ТГФ-110 300/5 Кл.т 0,5 Зав №1103 Зав №1071 Зав №1077	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №2023 Зав №2013 Зав №2016	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202291				
15 ПС Камбарка ВЛ-110кВ Березовка	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Зав №01669 Зав №01670 Зав №01668	СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8673251 Зав №8673249 Зав №8673247	ЕвроАльфа Кл.т. 0,5S/1,0 №01112406	СИКОН С10 Зав. № 309	Активная, реактивная	± 0,7 ± 1,5	± 1,9 ± 3,2
16 ПС Камбарка ВЛ-110кВ Дубовая	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Зав №01683 Зав №01685 Зав №01684	СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8673251 Зав №8673249 Зав №8673247	ЕвроАльфа Кл.т. 0,5S/1,0 №01112404				

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
17 ПС Камбарка ВЛ-110кВ Закамская 1	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Зав №01666 Зав №01665 Зав №01667	СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8673254 Зав №8673252 Зав №8673248	ЕвроАльфа Кл.т. 0,5S/1,0 №01112410		СИКОН С10 Зав. № 309	Активная, реактивная	± 0,7 ± 1,5	± 1,9 ± 3,2
18 ПС Камбарка ВЛ-110кВ Закамская 2	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Зав №01664 Зав №01663 Зав №01662	СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8673254 Зав №8673252 Зав №8673248	ЕвроАльфа Кл.т. 0,5S/1,0 №01112402					
19 ПС Камбарка ОВ-110кВ	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Зав №02189 Зав №02190 Зав №02188	СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8673251 Зав №8673249 Зав №8673247 СРВ 123 110000/100 Кл.т 0,2 Зав №8673254 Зав №8673252 Зав №8673248	ЕвроАльфа Кл.т. 0,5S/1,0 №01112403					
20 ПС «Быргында» ВЛ-35 кВ Кр.бор	ТФН-35М 100/5 Кл.т 0,5 Зав №8703 Зав №8737	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл.т 0,5 Зав №1043003 Зав №00000000 Зав №1043437	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №201825	СИКОН С10 Зав. № 306	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,2 ± 4,6	
21 ПС «Северная» Ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 1500/5 Кл.т 0,5 Зав №6883 Зав №5457	НАМИ-10-95 10000/100 Кл.т 0,5 Зав №1584	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №201725	СИКОН- С10 Зав. № 296	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,8 ± 5,3	
22 ПС «Северная» Ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Зав №4723 Зав №4725	НАМИ-10-95 10000/100 Кл.т 0,5 Зав №104	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №201723					
23 ПС «Северная» ТСН-1 Ввод 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5 Кл.т 0,5 Зав №46101 Зав №46102 Зав №46109	-	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №257934	СИКОН- С10 Зав. № 296	Активная, реактивная	± 1,1 ± 1,5	± 3,7 ± 5,2	
24 ПС «Северная» ТСН-2 Ввод 0,4кВ	Т-0,66 150/5 Кл.т 0,5 Зав №049953 Зав №049959 Зав №049956	-	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №257931					
25 ПС «Нечкино» Ввод 10кВ Т-1	ТЛМ-10 300/5 Кл.т 0,5 Зав №000188 Зав №000107	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т 0,5 Зав №1156	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202007	СИКОН С10 Зав. № 305	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,8 ± 5,3	

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК			
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %		
26	ПС «Нечкино» Ввод 10кВ Т-2	ТЛМ-10 300/5 Кл.т 0,5 Зав №000162 Зав №000167	НАМИТ-10-95 10000/100 Кл.т 0,5 Зав №711	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202008	СИКОН С10 Зав. № 305	Активная, реактивная	± 1,3	± 3,8	
27	ПС «Нечкино» ТСН-1 Ввод 0,4кВ	Т-0,66 150/5 Кл.т 0,5 Зав №049908 Зав №049907 Зав №049906	-	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №257933			Активная, реактивная	± 1,1 ± 1,5	± 3,7 ± 5,2
28	ПС «Нечкино» ТСН-2 Ввод 0,4кВ	Т-0,66 150/5 Кл.т 0,5 Зав №049911 Зав №049909 Зав №049910	-	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №257932					
29	ПС «Сарапул» ВЛ-110 кВ Каучук	ТФЗМ 110Б 600/5 Кл.т 0,5 Зав №11729 Зав №11720 Зав №11721	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №426 Зав №430 Зав №444	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №201918	СИКОН С10 Зав. № 312	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,2 ± 4,6	
30	ПС «Сарапул» ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ	ТФЗМ 110Б 600/5 Кл.т 0,5 Зав №11809 Зав №11840 Зав №11856	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №509 Зав №500 Зав №508	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202402					
31	ПС «Сарапул» ОМВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б 600/5 Кл.т 0,5 Зав №12696 Зав №15728 Зав №12587	НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №426 Зав №430 Зав №444 НАМИ-110 110000/100 Кл.т 0,5 Зав №509 Зав №500 Зав №508	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202120					
32	ПС «Варзи-Ятчи» ВЛ-35 Кучуково	ТФЗМ 35Б 100/5 Кл.т 0,5 Зав №32843 Зав №33060	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл.т 0,5 Зав №1265028 Зав №1465023 Зав №1465026	EPQS Кл.т. 0,5S/0,5 №202320	СИКОН С10 Зав. № 299	Активная, реактивная	± 1,3 ± 1,8	± 3,8 ± 5,3	
1-32		ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав №110				Активная, реактивная	-	-	
1-32		УСВ-1 Зав №114				-	-	-	

Примечания:

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. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) U_{НОМ}$; ток $(1 \div 1,2) I_{НОМ}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{НОМ}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{НОМ}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк.
- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°C до $+70^\circ\text{C}$, для счетчиков EPQS от минус 40 до $+60^\circ\text{C}$, для счетчиков ЕвроАльфа от минус 40 до $+70^\circ\text{C}$, УСПД от минус 10 до $+50^\circ\text{C}$; для ИВК «ИКМ-Пирамида» от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, для сервера БД от $+10^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений № 1-5, 10-19, 29-31 от $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$; в точках измерений №6-8 от минус 15 до $+30^\circ\text{C}$, в точках измерений № 9, 21-28, 32 от минус 30 до $+30^\circ\text{C}$, в точке измерений №20 от $+10^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии EPQS и ЕвроАльфа по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом по установленной филиалом Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья» форме. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик EPQS - среднее время наработки на отказ $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ $T = 80000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С10 - среднее время наработки на отказ $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- ИВК «ИКМ Пирамида» - среднее время наработки на отказ $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер БД (параметры надежности: коэффициент готовности $K_r = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 30$ мин).

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера опроса и сервера баз данных с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: используются 2 независимых взаиморезервируемых канала связи с автоматическим переходом с основного канала связи на резервный.
основной канал: широкополосный спутниковый IP-канал связи через спутниковый модем;
резервный канал: канал сотовой связи через GSM/GPRS-модем либо спутниковый канал связи Globalstar через спутниковый модем.

Также предусмотрена возможность сбора данных в ручном режиме.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и самом УСПД;
- журнал ИВК «ИКМ-Пирамида»:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и самом ИВК «ИКМ-Пирамида»;

Мониторинг состояния АИИС КУЭ:

- возможность съема информации со счетчика автономным и удаленным способами;
- визуальный контроль информации на счетчике.

Организационные решения:

- наличие эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - УСПД;
 - сервера опроса;
 - сервера БД
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер опроса, сервер БД, АРМы, ПО.

Возможность коррекции времени в:

- ИИК - электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВКЭ - УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК –ИВК «ИКМ-Пирамида» (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- состояний средств измерений (функция автоматизирована);
- результатов измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений: 30-ти минутные приращения (функция автоматизирована);
- сбора: 1 раз в сутки (функция автоматизирована);

Возможность предоставления информации о состоянии средств измерений и результатов измерений (функция автоматизирована):

- заинтересованным организациям.

Глубина хранения информации:

- электросчетчики ЕРQS и Евроальфа – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД СИКОН С10 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – сервер БД – хранение значений активной и реактивной мощностей и данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления - на глубину не менее 3,5 лет. Хранение журналов событий счетчиков, а также хранение интегрального журнала событий на уровне ИВК на глубину 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ филиала Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ филиала Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья» определяется проектной документацией на систему.

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ филиала Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в 02.05.2010 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2925-2005;
- счетчики EPQS – по методике поверки РМ-1039597-26:2002;
- счетчики ЕвроАльфа – по методике поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии ЕвроАльфа. Методика поверки»;
- УСПД СИКОН-10 - по методике поверки ВЛСТ 180.00.000 И1;
- ИВК «ИКМ Пирамида» - по методике поверки ВЛСТ 230.00.000 И1;
- Устройство синхронизации времени УСВ-1 – по методике поверки ВЛСТ 221.00.000 МП.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

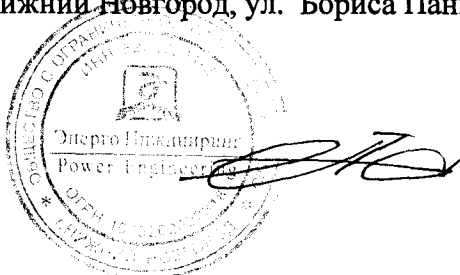
Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ филиала Удмуртэнерго ОАО «МРСК Центра и Приволжья» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель: ООО «Энерго Инжиниринг»

тел./факс (3412) 411-53-15,

адрес: 603105, г. Нижний Новгород, ул. Бориса Панина, д. 3а, оф.430

Генеральный директор
ООО «Энерго Инжиниринг»



Д.В. Параваяев