


СОГЛАСОВАНО
 Зам. руководителя ЦИ СИ
 ВНИИМ им. Д.И. Менделеева"
 В.С. Александров
 "14 августа" 2006 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии - АИИС КУЭ ОАО «Карелэнергогенерация»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>32534-06</u>
--	---

Изготовлена по технической документации
ООО «Эльстер Метроника», г. Москва
заводской № 01

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Карелэнергогенерация» (далее – АИИС КУЭ ОАО «КЭГ») предназначена для измерения и учета электрической энергии и мощности выработанной и переданной в транспортные сети на ОАО «Карелэнергогенерация» г. Петрозаводск, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации о параметрах энергопотребления.

Основная область применения АИИС КУЭ ОАО «КЭГ»

- коммерческий многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии за фиксированные интервалы времени на крупных объектах предприятия;
- измерение средних значений мощностей на заданных интервалах времени.

Описание

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО "КЭГ" состоит из 177 измерительных каналов (ИК), которые используются для измерения электрической энергии и мощности. Номера ИК и соответствующие им наименования присоединений приведены в Таблице 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование ИК или присоединения	№ ИК	Наименование ИК или присоединения	№ ИК	Наименование ИК или присоединения	№ ИК	Наименование ИК или присоединения
	Петрозаводская ГЭС	2.4	ТСН-2	4.22	Л-3 6 кВ		ГЭС-9
13.1	ГК ПАР-1 0,4 кВ	2.5	Л-169	4.23	Л-5 6 кВ	9.1	Генератор-3
13.2	Л-172	2.6	Л-2 6 кВ	4.24	Л-7 6 кВ	9.2	Генератор-2
13.3	Л-175	2.7	Л-1 6кВ	4.25	Л-8 6 кВ	9.3	Генератор-1
13.4	Л-118	2.8	Т-4 10 кВ	4.26	Л-11 6 кВ	9.4	Л-216
13.5	Л-174	2.9	Л-3 6 кВ	4.27	Л-13 6 кВ	9.5	Л-391
13.6	Л-171	2.10	Л-32П	4.28	Л-14 6 кВ	9.6	Л-393
13.7	ОВ-110	2.11	Л-135	4.29	Л-15 6 кВ	9.7	Л-217
13.8	Л-173	2.12	ЧП «Гутыро» 0,4 кВ	4.30	Л-16 6 кВ	9.8	Л-218

13.9	Л-176		ГЭС-3		ГЭС-5	9.9	Л-157
13.10	Л-177	3.1	Генератор-1	5.1	Генератор-1	9.10	1с-10кВ СБРУ-10
13.11	АЭК-«Кубань» 0,4 кВ	3.2	Генератор-2	5.2	Генератор-2	9.11	2с-10кВ СБРУ-10
13.12	1с-6кВ	3.3	Генератор-3	5.3	Л-105		ГЭС-10
13.13	2с-6кВ	3.4	Л102	5.4	Л-114	10.1	Генератор-1
13.14	ШБ-6кВ	3.5	Л103	5.5	ТСН-1	10.2	Генератор-2
13.15	ША-6кВ	3.6	Л104	5.6	ТСН-2	10.3	Л-217
13.16	3с-6кВ	3.7	Л105	5.7	Л-1 6 кВ	10.4	Л-218
13.17	4с-6кВ	3.8	ТСН-1	5.8	Л-2 6 кВ	10.5	1с-10кВ КРУ-10
13.18	Генератор-1	3.9	ТСН-2	5.9	Л-5 6 кВ	10.6	2с-10кВ КРУ-10
13.19	Генератор-2	3.10	Л-1 6 кВ	5.10	Л-10 6 кВ	10.7	Ф-1 10 кВ
13.20	Генератор-3	3.11	Л-3 6 кВ	5.11	Л-15 6 кВ	10.8	ООО «Топливная компания «Кемь» 10 кВ
13.21	ГИБДД 0,4 кВ	3.12	Л-5 6кВ (резерв)	5.12	Л-17 6 кВ		ГЭС-14
	ГЭС-1	3.13	Л-8 6 кВ		ГЭС-6	14.1	Л-217
1.1	Генератор-1	3.14	Л-10 6 кВ	6.1	Генератор-1	14.2	Л-219
1.2	Генератор-2	3.15	Л-12 6 кВ	6.2	Генератор-2	14.3	ТСН-5
1.3	Генератор-3	3.16	Л-13 6 кВ	6.3	Генератор-3	14.4	Л-218
1.4	Кондопога-1		ГЭС-4	6.4	Л-104	14.5	Л-220
1.5	Кондопога-2	4.1	Генератор-1	6.5	Л-113	14.6	ТСН-6
1.6	Кондопога-3	4.2	Генератор-2	6.6	Т-3 0,4 кВ	14.7	Л-49К
1.7	Кондопога-4	4.3	Генератор-3	6.7	ТСН-1	14.8	Л-48К
1.8	Кондопога-5	4.4	Генератор-4	6.8	ТСН-3	14.9	Генератор-4
1.9	Пегматитовый-1	4.5	Л-100	6.9	ТСН-2-1	14.10	Генератор-3
1.10	Пегматитовый-2	4.6	Л-101	6.10	ТСН-2-2	14.11	Генератор-2
1.11	Пегматитовый-3	4.7	Л-106		ГЭС-7	14.12	Генератор-1
1.12	ТСН-1	4.8	Л-107	7.1	Генератор-1		ГЭС-16
1.13	ТСН-2	4.9	Л-108	7.2	Генератор-2	16.1	Генератор-1
1.14	ТХН	4.10	Л-109	7.3	Генератор-3	16.2	Генератор-2
1.15	Гараж ЮКЭС 0,4 кВ	4.11	Л-110	7.4	Л-103	16.3	Л-16-01 10 кВ
1.16	Ветлечебница	4.12	Л-111	7.5	Л-111	16.4	ТСН-7,8
1.17	ЧП «Гутыро»	4.13	Л-112	7.6	ТСН-5	16.5	ТСН-4
1.18	АПК 0,4 кВ	4.14	Л-203	7.7	ТСН-6	16.7	ТСН-5,6
1.19	Л-121	4.15	Л-390	7.8	Л-1 6 кВ	16.8	ТСН-3
1.20	Л-123	4.16	Л-391	7.9	Л-3 6 кВ	16.9	Л-146
1.21	Л-168	4.17	ТСН-1	7.10	Л-0,4	16.10	Л-147
	ГЭС-2	4.18	ТСН-2	7.11	Л-6 6 кВ	16.11	Перемычка 110 кВ
2.1	Генератор-1	4.19	ТСН-3	7.12	Л-8 6 кВ		
2.2	Генератор-2	4.20	ТСН-4	7.13	Л-11 6 кВ		
2.3	ТСН-1	4.21	Л-2 6 кВ	7.14	Л-13 6 кВ		

В качестве первичных преобразователей напряжения и тока в ИК использованы измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; 1,0 и тока (ТТ) классов точности 0,5; 0,2; 1,0.

Измерения электроэнергии выполняется путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи многофункционального микропроцессорных счетчиков электрической энергии АЛЬФА А3 класса точности 0,2S.

Измерения активной мощности (P) счетчиком типа АЛЬФА А3 выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик Альфа А3 производит измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$. Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени. Типы измерительных трансформаторов напряжения и тока, а также исполнения счетчиков электроэнергии, используемые в ИК АИИС КУЭ ОАО «КЭГ» приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Измерительные трансформаторы напряжения.

№№ ИК	Тип ТН	№ в Госреестре	Класс точности	Номинальное первичное напряжение, В
4.14; 9.4; 9.7; 9.8; 10.3; 10.4; 14.1; 14.2; 14.4; 14.5	НКФ – 220-58	14626-00	0,5	220000
14.6; 14.7; 14.8	ЗНОМ – 35-65	912-05	0,5	35000
2.1; 2.2; 3.1-3.3; 3.8; 3.9; 5.1; 5.2; 6.1-6.3; 7.1-7.3	НОМ – 10	363-49	0,5	10000
4.5-4.13; 5.3; 5.4; 6.4; 6.5; 7.4; 7.5; 9.9; 16.9-16.11	НКФ-110	922-54	0,5	110000
13.16; 13.17	НОМ-6	159-49	0,5	6000
13.18 – 13.20	ЗНОМ-15-63	1593-05	0,5	10000, 6000
14.3; 14.9 – 14.12	ЗНОЛ .06	3344-04	0,5	10000
13.12; 13.13; 13.15; 3.10- 3.16; 4.21-4.30; 5.7-5.12; 7.8; 7.9; 7.11; 7.12; 7.14	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000
13.14; 9.1-9.3; 9.10; 9.11; 10.1; 10.2; 10.7; 16.1-16.5; 16.7; 16.8	НАМИ-10	11094-87	0,5	10000, 6000
1.1; 1.2	KRAS-42	б/н	1,0	6600
1.3	ЕОМА-062	б/н	1,0	6600
1.4-1.11; 1.14	НТМК-6-71	323-49	0,5	6000
2.8; 4.1-4.4; 4.17; 4.18; 10.5; 10.6; 10.8	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000
2.10	НАМИ-35 УХЛ1	19813-05	0,5	35000
4.15; 4.16; 9.5; 9.6	НКФ-330	1443-03	0,5	330000
2.6; 2.7; 2.9; 7.13	НАМИТ-10	16687-02	0,5	10000
13.2-13.10; 3.4-3.7	НКФ-110-57	14205-05	0,5	110000
1.19-1.21; 2.5; 2.11	НКФ-110-83У1	1188-84	0,5	110000

Таблица 3 - Измерительные трансформаторы тока.

№№ ИК	Тип ТТ	№ в Госреестре	Кл. точности	Номинальный первичный ток, А.
14.1; 14.2; 14.4; 14.5	ТФЗМ-220Б-IV	26424-04	0,5	600
9.4; 9.7; 9.8; 10.3; 10.4	ТФНД-220-1	3694-73	0,5	600, 300
14.7; 14.8	ТФМ-35-II	17552-98	0,5	300
13.18	ТШЛ-20Б-1	4016-74	0,5	8000
13.2-13.7; 13.9; 13.10; 4.6; 4.8-4.11	ТВ-110	29255-05	0,5	1000, 600
4.7; 4.12	ТРГ-110-11	26813-04	0,2	600
4.1 – 4.4	ТПШФД-10	б/н	0,5	2000
1.4; 1.6; 1.7; 1.9-1.13	ТПОФ	518-50	0,5	1500; 1000; 750; 600; 400
1.1; 1.2; 1.5; 1.8; 5.1; 5.2; 6.1-6.3; 7.1-7.3; 14.3; 14.6	ТПОЛ-10	1261-02	0,5	1500; 1000; 800; 600
2.5; 2.11	ТФЗМ-110Б	24811-03	0,5	400
14.9;-14.12	ТШЛ-10	3972-03	0,5	4000, 2000
13.19 ; 13.20	ТШВ-15Б	5719-03	0,5	8000
13.8	ТВУ-110-11	3182-72	0,5	600
1.14; 2.6; 2.8; 3.10-3.16; 4.21-4.30; 7.8; 7.9; 7.11-7.14; 9.10; 9.11	ТПЛ-10	1276-59	0,5	100
13.11	ТШЧЛ2-11	4718-03	0,5	1500
13.12 -13.17; 2.7; 10.5-10.8; 16.2-16.5; 16.7; 16.8	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	1500, 600, 75, 30
1.3	КЕА-10D	б/н	0,5	600
13.1; 13.21; 1.15; 1.18; 5.5; 5.6; 6.6; 6.7; 6.9	ТК-20	1407-60	0,5	1000, 600, 300, 150
1.19-1.21	ТНД-110	б/н	0,5	400, 300
2.9	ТОЛ-10 УТ2	6009-77	0,5	1000
2.3; 2.4	ТК-48	558-50	0,5	600
9.1; 9.3	ТЛШ-10	11077-03	0,5	200
2.10	ТОЛ-35	21256-03	0,5	300
2.1; 2.2; 3.1-3.3	ТПОФД-10	б/н	0,5	1500
3.4-3.7	ТГ-145-420	30489-05	0,5	600
3.8; 3.9	ТПФ	517-50	0,5	75
4.5; 4.13; 7.4; 7.5	ТФМ-110	16023-97	0,5	600

4.14	ТДУ-220	б/н	0,5	1000
4.15	ТРН-330-У1	3199-72	0,2	1000
4.17; 4.18	ТФУ-10	б/н	0,5	100
4.19; 4.20	ТК-40 ПУЗ	2361-68	0,5	1000
4.16	ТФРМ-330Б	26444-04	0,2	1000
5.3; 5.4; 6.4; 6.5; 9.9; 16.9-6.11	ТФНД-110М	2793-71	0,5	600, 400
5.7 – 5.12	ТЛМ-10	2473-05	0,5	300, 100
2.12; 6.8; 6.10; 7.10	Т-0,66	29482-05	1,0; 0,5	800, 200, 100
7.7	ТШ-20	8771-00	0,5	1000
9.1 ; 9.2; 10.1; 10.2; 16.1	ТПШЛ-10	1423-60	0,5	3000
9.5; 9.6	ТФУМ-330А-У1	4059-74	0,5	2000

Таблица 4- Счетчики электроэнергии

№№ ИК	Тип счетчика	№ в Госреестре	Класс точности
13.12; 13.13; 13.16; 1.4-1.8; 1.14; 2.6-2.9; 3.8-3.16; 4.17; 4.18; 4.21-4.30; 5.7-5.12; 7.8; 7.9; 7.10-7.14; 9.10; 9.11; 10.7; 16.3-16.5; 16.7; 16.8	A3R1-3-LQ-BB-T	27429-04	0,2S
13.2-13.10; 13.18-13.20; 1.1-1.3; 1.19-1.21; 2.1; 2.2; 2.5; 2.10; 2.11; 3.1-3.7; 4.1-4.16; 5.1-5.4; 6.1-6.5; 7.1-7.5; 9.1-9.9; 10.1-10.4; 14.1; 14.2; 14.4; 14.5; 14.7-14.12; 16.1; 16.2; 16.9-16.11	A3R1-4-ALQ-BB-T	27429-04	0,2S
13.14; 13.15; 13.17; 1.9-1.11; 10.5; 10.6; 14.3; 14.6	A3R1-3-ALQ-BB-T	27429-04	0,2S
13.1; 13.11; 13.21; 1.12; 1.13; 1.15; 1.18; 2.3; 2.4; 2.12; 4.19; 4.20; 5.5; 5.6; 6.6-6.10; 7.6; 7.7; 7.10	A3R1-4-LQ-BB-T	27429-04	0,2S
1.16; 1.17	A3R1-4-LQ-BB-П	27429-04	0,2S
10.8	A3R1-3-LQ-2BB-T	27429-04	0,2S

Информационные каналы АИИС КУЭ ОАО «КЭГ» организованы на базе Измерительно-вычислительного комплекса для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр РФ № 20481-00). Результаты измерений электроэнергии и мощности передаются по каналам связи в цифровом коде на устройство сбора и передачи данных (УСПД).

УСПД RTU-325L (Госреестр РФ № 19495-03) осуществляет сбор данных от счетчиков электроэнергии Альфа АЗ по цифровым интерфейсам, перевод измеренных значений в именованные физические величины, учет потребления электроэнергии и мощности, отображает данные учета на инженерном переносном пульте, а также передает их по цифровым каналам на рабочее место диспетчера ГЭС и ТЭЦ, специалиста ПТО, а также в центр сбора данных учёта ОАО «КЭГ» в г. Петрозаводск.

Далее приведены основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «КЭГ» и соответствующие им обозначения П – параметров, определяющих критерии

качества АИИС КУЭ по техническим требованиям ОРЭ (приложение 11.1 к договору присоединения к торговой системе ОРЭ).

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии ($P_{Ф2}, P_{Ф3} / P_{A2}, P_{A3}$), измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы ($P_{Ф4}, P_{Ф10} / P_{A5}, P_{A8}, P_{A9}$) а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок ($P_{Ф16}/P_{A14}, P_{Ф22}/P_{A15}$), необходимых для организации рационального энергопотребления предприятия.

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ОАО «КЭГ»: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ ($P_{H3}, P_{H4}; P_{H1}, P_{H2}$). Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам АЛЬФА АЗ или к УСПД (в случае, например, повреждения линий связи) предусматривается использование переносного портативного компьютера типа Notebook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня. Таким образом, в системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков (P_{H22}, P_{H24}). Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток ($P_{Ф40}, P_{Ф41} / P_{A26}$).

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированных вмешательств предусмотрена механическая (P_{32}, P_{37}) и программная защита ($P_{313} - P_{315}$).

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все подводимые сигнальные кабели к RTU кроссируются в пломбируемом отсеке корпуса RTU или в отдельном пломбируемом кросс – блоке. Все электронные компоненты RTU установлены в пломбируемом отсеке.

При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт RTU после возобновления питания.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики АИИС КУЭ ОАО «КЭГ» приведены в Таблице

5.

Таблица 5

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
Количество ИК коммерческого учета.	177	Вводы (см. таблицу 1)
Номинальные напряжения на вводах системы, кВ	Соответствуют номинальным напряжениям ТН	См. таблицу 2
Отклонение напряжения от номинального, %	± 10	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Номинальные значения тока во вводах системы, А	Соответствуют номинальным токам ТТ	См. таблицу 3
Диапазон изменений токов в % от номинальных значений	От 5 до 120	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Диапазон изменения коэффициента мощности	От 0,5 до 1,0	В рабочих условиях. По результатам предпроектного

		обследования.
Фактический диапазон рабочих температур для, °С: трансформаторов напряжения и тока, счетчики, УСПД	от -30 до +35 от +5 до +30 от +18 до +22	
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов УСПД, с/сутки	±5	С учетом коррекции по GPS.
Предел допускаемого значения разности показаний часов всех компонентов системы, с	±5	С учетом внутренней коррекции времени в системе.
Срок службы, лет: Трансформаторы тока и напряжения; электросчетчик; УСПД.	25 30 30	В соответствии с технической документацией завода-изготовителя.

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК коммерческого учета при измерении активной и реактивной электрической мощности и энергии, для реальных условий эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «КЭГ» приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «Карелэнергогенерация»				
Тип присоединения (точки учета)	Значение $\cos \varphi$	для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$	для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$	для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$
Генераторы	1,0	2,02%	1,43%	1,29%
	0,8	3,16%	2,07%	1,80%
	0,5	5,86%	3,64%	3,07%
ВЛ 330 кВ	1,0	1,78%	1,07%	0,87%
	0,8	2,90%	1,63%	1,28%
	0,5	5,46%	2,95%	2,21%
ВЛ 110, 220 кВ	1,0	1,78%	1,07%	0,87%
	0,8	2,90%	1,63%	1,28%
	0,5	5,46%	2,95%	2,21%
ВЛ 10 кВ и присоединения 10 кВ (включая ТСН)	1,0	1,78%	1,07%	0,87%
	0,8	2,90%	1,63%	1,28%
	0,5	5,46%	2,95%	2,21%
Присоединения 0,4 кВ (включая ТСН)	1,0	3,32%	1,67%	1,13%
	0,8	5,47%	2,75%	1,87%
	0,5	10,52%	5,27%	3,54%

Таблица.7

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «Карелэнергогенерация»				
Тип присоединения (точки учета)	Значение $\cos \varphi$	для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$	для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$	для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$
Генераторы	1,0	-	-	-
	0,8	4,96%	2,96%	2,52%
	0,5	2,78%	1,85%	1,63%
ВЛ 330 кВ	1,0	-	-	-
	0,8	4,35%	2,38%	1,81%
	0,5	2,53%	1,45%	1,16%
ВЛ 110, 220 кВ	1,0	-	-	-
	0,8	4,35%	2,38%	1,81%
	0,5	2,53%	1,45%	1,16%
ВЛ 10 кВ и присоединения 10 кВ (включая ТСН)	1,0	-	-	-
	0,8	4,35%	2,38%	1,81%
	0,5	2,53%	1,45%	1,16%
Присоединения 0,4 кВ (включая ТСН)	1,0	-	-	-
	0,8	8,36%	4,20%	2,82%
	0,5	4,72%	2,40%	1,63%

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы.

Комплектность

В комплект АИИС КУЭ ОАО «Карелэнергогенерация» входят:

Трансформаторы напряжения	
НКФ – 220-58	24 шт.
ЗНОМ – 35-65	9 шт.
НОМ – 10	15 шт.
НОМ-6	6 шт.
НКФ-110	43 шт.
ЗНОМ-15-63	9 шт.
ЗНОЛ .06	15 шт.

НТМИ-6-66	34 шт.
НАМИ-10	18 шт.
KRAS-42	2 шт.
ЕОМА-062	1 шт.
НТМК-6-71	9 шт.
НТМИ-10-66	10 шт.
НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
НКФ-330	8 шт.
НАМИТ-10	4 шт.
НКФ-110-57	31 шт.
НКФ-110-83У1	5 шт.
Трансформаторы тока	
ТФЗМ-220Б-IV	12 шт.
ТФНД-220-1	15 шт.
ТФМ-35-II	4 шт.
ТШЛ-20Б-1	3 шт.
ТВ-110	39 шт.
ТРГ-110-11	6 шт.
ТПШФД-10	12 шт.
ТПОФ	18 шт.
ТПОЛ-10	37 шт.
ТФЗМ-110Б	6 шт.
ТШЛ-10	12 шт.
ТШВ-15Б	6 шт.
ТВУ-110-11	3 шт.
ТПЛ-10	56 шт.
ТШЧЛ2-11	3 шт.
ТВЛМ-10	35 шт.
КЕА-10D	3 шт.
ТК-20	27 шт.
ТНД-110	9 шт.
ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
ТК-48	6 шт.
ТЛШ-10	3 шт.
ТОЛ-35	3 шт.

ТПОФД-10	15 шт.
TG-145-420	12 шт.
ТПФ	2 шт.
ТФМ-110	12 шт.
ТДУ-220	3 шт.
ТРН-330-У1	3 шт.
ТФУ-10	4 шт.
ТК-40 ПУЗ	6 шт.
ТФРМ-330Б	3 шт.
ТФНД-110М	24 шт.
ТЛМ-10	12 шт.
Т-0,66	12 шт.
ТШ-20	3 шт.
ТПШЛ-10	15 шт.
ТФУМ-330А-У1	6 шт.
Электросчетчики:	
A3R1-3-LQ-BB-T	55 шт.
A3R1-4-ALQ-BB-T	89 шт.
A3R1-3-ALQ-BB-T	10 шт.
A3R1-4-LQ-BB-T	20 шт.
A3R1-4-LQ-BB-П	2 шт.
A3R1-3-LQ-2BB-T	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) – RTU-325L-E2-512-M2-B2	12 шт.
Конвертор RS-485/RS-232	18 шт.
Модемы типа Zyxel U-336S	3 шт.
GSM-модем типа SiemensTC35i	17 шт.
Асинхронный сервер Ethernet/RS-485	5 шт.
Медиаконвертер Signamax	8 шт.
ИБП Povercom	12 шт.
УССВ	12 шт.
Коммутатор Ethernet	3 шт.
АРМ	3 шт.
Спутниковый терминал	3 шт.
Сервер Compaq	1 шт.
ИБП APC	1 шт.
Программные пакеты Альфа ЦЕНТР AC_SE, AC_M, AC_N	1 пакет
Руководство по эксплуатации, методика поверки	1 комплект

Дополнительно по требованию организаций, производящих ремонт и поверку, поставляется ремонтная документация.

Поверка

Поверка производится по документу "Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии - АИИС КУЭ ОАО «Карелэнергогенерация». Методика поверки" МП-2203-0047-2006, утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 26.06.2006 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Нормативные и технические документы

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

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

3. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

4. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

5. ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).

6 Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии и мощности - АИИС КУЭ ОАО «КЭГ». Рабочий проект.