

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, 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);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка 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).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2, 0,2S, по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счётчик активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М классов точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии, 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 для реактивной электроэнергии, счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 классов точности 0,2S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии, 0,5 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз опроса АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и алгоритмов расчёта потерь в элементах сети при установке приборов учёта не на границе сетей, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через основной или резервные каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), состоящей из устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе приемника сигналов спутникового времени, внутренних часов, счетчиков и сервера АИИС КУЭ. Сличение времени сервера АИИС КУЭ осуществляется один раз в час, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера ± 1 с. Сличение времени счетчиков СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М со временем осуществляется один раз в сутки, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем ± 2 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС используется комплексы технических средств «Энергия+» (в дальнейшем - КТС «Энергия+»), представляющий собой совокупность технических устройств (аппаратной части ПТК) и программного комплекса (ПК), в состав которого входит специализированное программного обеспечения (ПО). КТС «Энергия+» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами КТС «Энергия+».

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	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
Базовое ПО КТС «Энергия+»	Программа «Редактор проекта» (имя файла программы «input.exe»)	6.4.56.955	FF312591DFD199D2CDB572C4615EE436	MD5
	Программа «Редактор проекта» (имя файла программы «input.exe»)	6.4.154.5584	02B416D39515B28CF2242B184551213D	MD5
	Программа «Запись в базу» (имя файла программы «writer.exe»)	6.4.40.460	34F7C12452BAFE749EFCED6170C72B8	MD5
	Программа «Сервер устройств» (имя файла программы «icserv.exe»)	6.4.6.241	CF917456D90812AEA5B42B97703157E2	MD5

1	2	3	4	5
Базовое ПО КТС «Энер- гия+»	Программа «Сервер доступа к данным» - СДД (имя файла программы «serv_sub.exe»)	6.4.89.1143	6C5473C7BAFAFAA5E4C106A94B4F33BA	MD5
	Программа «Сервер доступа к текущим данным» (имя файла программы «еб_das.exe»)	6.4.23.341	34DCE94A798A713EAAFA93EFE4E4EC97	MD5
	Программа «Звуковая сигнализация» (имя файла программы «еbring.exe»)	6.4.116.1437	4BA889DA94BA54AE5A1A210F691D2023	MD5
	Программа «Архиватор БД» (имя файла программы «dbbackupm.exe»)	6.4.103.2504	3A37FA6F5D27D9BEFD19520F4B902DF8	MD5
	Программа «Конфигуратор БД» (имя файла программы «configdb.exe»)	6.4.34.248	68592C7CADE871828BEB0BAE4C529C7D	MD5
	Служба записи журналов (имя файла программы «еlgpac.exe»)	6.4.55.1102	1933C46EB7BEB7139A4A8374E7167765	MD5
	Программа «Просмотр журналов» (имя программы «еblogv.exe»)	6.4.30.311	7ACC74D8B48248A4C11B571F05BF6125	MD5
	Служба единого времени - СЕВ (имя файла программы «ksvsev.exe»)	6.4.54.639	B33953865BA4FDC987FAA3E068446689	MD5
	Программа «Монитор устройства сервисного» (имя файла программы «ksevmoni.exe»)	6.4.57.1683	9BAF927D3B799303A9B85EE1BBDF8DC8	MD5
	Программа «Конфигуратор» (имя файла программы «setup.exe»)	6.4.6.57	E1605948B5BBF4D39ECE8BBC6CB0C028	MD5
	Программа «Редактор шаблонов отчетов» (имя файла программы «rep2.exe»)	6.4.9.222	82B3944FBBF977A3F137D8BA38962258D	MD5
	Программа «Генератор отчетов» (имя файла программы «repmake.exe»)	6.4.1.63	F629AF9177236C93B73B2FC00A59EF16	MD5
	Программа «Получение оперативных данных» (имя файла программы «getdata.exe»)	2.1.0.2	60EFFBEA10D0284F036314A0DC7359EE	MD5
	Программа «Получение оперативных данных локально» (имя файла программы «getdataLocal.exe»)	3.93.100.73	08490F67F67715A43201D84B9D4F0D5B	MD5
	Программа «Конфигуратор БД» (имя файла программы «configdb.exe»).	3.93.100.73	0087f6f680befda997b357bd55be991c	MD5

1	2	3	4	5
Базовое ПО КТС «Энергия+»	служба записи журналов (имя файла программы «eblgrack.exe»),	6.4.154.5584	a6a5e600465b861d0310b76ffa0c5b42	MD5
	программа «Просмотр журналов» (имя программы «eblogv.exe»),	1.4.3.1	35199a397dd2e806502459a530606b8a	MD5
	Служба единого времени - СЕВ (имя файла программы «ksvsev.exe»)	7.0.4.453	a82285dda6f4778e5504fdf463f263e8	MD5
	Программа «Монитор устройства сервисного» (имя файла программы «ksevmoni.exe»)	6.4.57.1683	9BAF927D3B799303A9B85EE1BBDF8DC8	MD5
	Программа «Конфигуратор» (имя файла программы «setup.exe»)	6.4.154.5584	69ed37e4e80a17ed4363fadbf1bf43d	MD5
	Программа «Редактор шаблонов отчетов» (имя файла программы «rep2.exe»),	6.4.116.1437	b66a998220c1b8d4f6583d0acc1004e2	MD5
	Программа «Генератор отчетов» (имя файла программы «germake.exe»).	5.2.0.65	eb522782512d5d37d72e3cdde76c545b	MD5
	Программа «Получение оперативных данных» (имя файла программы «getdata.exe»)	5.1.1.5	84abd24cb77d7f0ee4079af4b29f6bec	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС

Наименования объектов и номера точек измерений		Состав измерительных каналов			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1		2	3	4	5	6	7
1	ОРУ 330 Псковская ГРЭС, ВЛ-330кВ Псковская ГРЭС – Старорусская (Л-481)	СТС 2000/1 Кл.т.0,2S	СЗУТ 330000/√3/100/√3 Кл.т 0,2 НКФ-330-73 У1 330000/√3/100/√3 Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная	± 0,6	± 1,3
					Реактивная	± 1,2	± 2,7
					Активная	± 0,8	± 1,5
					Реактивная	± 1,7	± 2,8
2	ОРУ 330 Псковская ГРЭС, ВЛ 330 кВ Велико-репская – Псковская ГРЭС (Л-413)	ТФРМ-330Б 2000/1 Кл.т.0,2	НКФ-330 330000/√3/100/√3 Кл.т 0,5 НКФ-330-73 330000/√3/100/√3 Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная	± 0,8	± 1,6
					Реактивная	± 1,7	± 2,3

1	2	3	4	5	6	7
3	ОРУ 330 Псковская ГРЭС, ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС - Новосокольники	ТФРМ-330Б 2000/1 Кл.т.0,2	НКФ-М 330000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5 НКФ-330-73 330000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		
4	ОРУ 110 Псковская ГРЭС, ВЛ 110 кВ Псковская ГРЭС - Пожеревицы с отпайкой на ПС СУ ГРЭС (Л.Чихачевская-1) (Л.Чих-1)	ТФЗМ-110Б-IV 1000/1 Кл.т.0,5	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5 НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	Активная Реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$ $\pm 2,9$ $\pm 4,6$
5	ОРУ 110 Псковская ГРЭС ВЛ 110 кВ Псковская ГРЭС - Махновка (Л.Махновская-2) (Л.Мхн-2)	ТФЗМ-110Б-III 1000/1 Кл.т.0,5	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5 НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная Реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$ $\pm 2,9$ $\pm 4,5$
6	ОРУ 110 Псковская ГРЭС ОВ	ТФЗМ-110Б-III 2000/1 Кл.т.0,5	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		
7	ОРУ 110 Псковская ГРЭС Вл 110 кВ Псковская ГРЭС –Дедовичи с отпайкой на ПС Пионерный (Л.Дедовическая-1) (Л.Дед-1)	ТФЗМ-110Б-IV 1000/1 Кл.т.0,5	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5 НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная Реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$ $\pm 2,9$ $\pm 4,5$
8	Псковская ГРЭС Генератор Г-2 15,75 кВ	ТШ-20 10000/5 Кл.т.0,2	ЗНОЛ.06 15750/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,7$ $\pm 1,6$ $\pm 2,3$
9	КРУ 6 кВ В2А Рабочий ввод 6 кВ секции 2А	ТЛК-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная	$\pm 0,9$ $\pm 2,9$
10	КРУ 6 кВ В2Б Рабочий ввод 6 кВ секции 2Б	ТЛК-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Реактивная	$\pm 2,3$ $\pm 4,5$
11	Псковская ГРЭС Генератор Г-1 15,75 кВ	ТШ-20 УХЛЗ 10000/5 Кл.т.0,2	ЗНОМ-15-63 У2 15750/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,7$ $\pm 1,6$ $\pm 2,3$
12	КРУ 6 кВ, В1А Рабочий ввод 6кВ секции 1А	ТОЛ-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная Реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$ $\pm 2,9$ $\pm 4,5$
13	КРУ 6 кВ, В1Б Рабочий ввод 6кВ секции 1Б	ТОЛ-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		
14	КРУ 6 кВ, ВРА Магистральный ввод 6кВ резервной секции РА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		

1	2	3	4	5	6	7
15	КРУ 6 кВ, ВРБ Магистральный ввод 6кВ резерв- ной секции РБ	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		
16	КРУ 6 кВ, В2РА Резервный ввод 6 кВ секции 2А	ТОЛ-10 1500/5 Кл.т.0,2S	НАМИ-10-95- УХЛ 2 6000/100 Кл.т 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,7$ $\pm 1,5$ $\pm 2,8$
17	КРУ 6 кВ, В2РБ Резервный ввод 6 кВ секции 2Б	ТЛК-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10-95- УХЛ 2 6000/100 Кл.т 0,5 НАМИ-10-95 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная	$\pm 1,0$ $\pm 2,9$
					Реактивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,5$
					Активная	$\pm 0,9$ $\pm 2,9$
18	КРУ 6 кВ, В1РА Резервный ввод 6 кВ секции 1А	ТОЛ-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10- 95-УХЛ 2 6000/100 Кл.т. 0,5 НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная	$\pm 1,0$ $\pm 2,9$
					Реактивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,5$
					Активная	$\pm 0,9$ $\pm 2,9$
19	КРУ 6 кВ, В1РБ Резервный ввод 6 кВ секции 1Б	ТОЛ-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10- 95-УХЛ 2 6000/100 Кл.т. 0,5 НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Реактивная	$\pm 2,3$ $\pm 4,5$
					Активная	$\pm 1,0$ $\pm 2,9$
					Реактивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,5$
19	КРУ 6 кВ, В1РБ Резервный ввод 6 кВ секции 1Б	ТОЛ-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10- 95-УХЛ 2 6000/100 Кл.т. 0,5 НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Активная	$\pm 1,0$ $\pm 2,9$
					Реактивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,5$
					Активная	$\pm 0,9$ $\pm 2,9$
19	КРУ 6 кВ, В1РБ Резервный ввод 6 кВ секции 1Б	ТОЛ-10 1500/5 Кл.т.0,5	НАМИ-10- 95-УХЛ 2 6000/100 Кл.т. 0,5 НАМИ-10 6000/100 Кл.т 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	Реактивная	$\pm 2,3$ $\pm 4,5$
					Активная	$\pm 1,0$ $\pm 2,9$
					Реактивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,5$

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 - 1,02) $U_{НОМ}$; ток (1,0 - 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 \pm 5) °С.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{НОМ}$; ток (0,02 - 1,2)· $I_{НОМ}$ - для ИК № 1, 16; (0,05 - 1,2)· $I_{НОМ}$ для остальных ИК; $\cos\phi$ от 0,5 инд до 0,8 емк ;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 до + 60 °С; для сервера от + 15 до + 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,02· $I_{НОМ}$ для ИК № 1,16; 0,05· $I_{НОМ}$ для остальных ИК, $\cos\phi = 0,8$ инд, температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С;
- 6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52325-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии; счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 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 в установленном на Филиале

ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – параметры надежности: среднее время наработки на отказ $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v – не более 48 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – параметры надежности: среднее время наработки на отказ $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v – не более 48 ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 60000 ч, среднее время восстановления работоспособности 0,1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчиков и оборудования связи с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - коррекции времени в счетчике;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - испытательной коробки;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - сервера.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя, класс защиты С.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- Сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ-110Б-IV	12 шт.
Измерительный трансформатор тока типа СТС	3 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТФРМ-330Б	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТШ-20	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛК-10	9 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-10	15 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛШ-10	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа СЗУТ	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-330	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-М	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-110	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НАМИ-10	13 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОМ-15-63 У2	2 шт.
Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03.М	1 шт.
Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	18 шт.
Основной сервер опроса и баз данных АИИС КУЭ	1 шт.
Программный комплекс КТС «Энергия+»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт-Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу 2012КТ-009/АИИС.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2012 года.

Средства поверки – по методикам поверки на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2925-2005, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03.М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03.М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС № 2012КТ-009/АИИС.ПФ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС:

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
ГОСТ 30206-94	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока(классы точности 0,2 S и 0,5 S)
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
ГОСТ Р 52425-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ООО «Киловатт-Техно»
620026, Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, д. 126
Телефон: (343) 270-55-57, Факс: (343) 286-14-69,
Электронная почта: office@kwexpert.ru

Испытательный центр:

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: 8 (495) 437 55 77
Факс: 8 (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

М.П.

Е.Р. Петросян

«_____» _____ 2012 г.