

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Псковэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Псковэнергосбыт» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трёх уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы баз данных (далее по тексту – серверы) филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго», ОАО «Псковэнергосбыт», в качестве устройства синхронизации времени (УСВ) ИВЧ-1 (Госреестр № 42462-09), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем.

Для ИИК 1, 2 цифровой сигнал с выходов счетчиков, установленных на ПС-53 «Псков», по проводным линиям связи RS-485 поступает в УСПД RTU-325, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на сервер филиала ОАО «МРСК Северо - Запада» «Псковэнерго». Передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ происходит по каналу связи GSM. Роль передающего устройства выполняет GSM-модем, установленный в шкафу АИИС КУЭ.

Для ИИК 3 – 12 цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи и далее через GSM канал связи также поступает на сервер филиала ОАО «МРСК Северо - Запада» «Псковэнерго».

При помощи программного обеспечения (ПО) сервер филиала ОАО «МРСК Северо - Запада» «Псковэнерго» осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на сервер ОАО «Псковэнергосбыт». Передача информации производится посредством межмашинного обмена через локальную вычислительную сеть (основной канал), при помощи коммутируемого соединения (резервный канал) или по электронной почте (резервный канал) путем отправки файлов формата xml.

Сервер ОАО «Псковэнергосбыт» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, серверов филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго», ОАО «Псковэнергосбыт».

Сравнение показаний часов сервера базы данных филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» и ИВЧ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» и ИВЧ-1 осуществля-

ется независимо от показаний часов сервера базы данных филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» и ИВЧ-1.

Сравнение показаний часов сервера филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» и УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов сервера филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов сервера филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1, 2 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1, 2 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1, 2 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 3 – 12 и сервера филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 3 – 12 и сервера филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 3 – 12 и сервера филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» на величину более чем ± 1 с.

Для сервера ОАО «Псковэнергосбыт» источником сигналов точного времени служит NTP-сервер точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ».

Сравнение показаний часов сервера ОАО «Псковэнергосбыт» и NTP-сервера происходит один раз в сутки. Синхронизация осуществляется независимо от расхождения показаний часов сервера ОАО «Псковэнергосбыт» и NTP-сервера.

Программное обеспечение

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

Таблица 1

Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
amrserver.exe	4.4.1.0	e4277881784c048bd0c146fc70182070	MD5
amrc.exe	4.4.3.0	cfce4bb88434c8ea1d7a4fca0e088dd1	MD5
amra.exe	4.3.2.0	f5df8fc01ad2da8cd818c668f5effd82	MD5
cdbora2.dll	4.4.0.0	74a1b7d02b751d46ba9edd9fca529dcd	MD5
encryptdll.dll	1.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
ac_metrology.dll	12.1.0.0	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54	MD5
alphamess.dll	-	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

ПО «АльфаЦентр» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	ПС-53 «Псков» 110/10/6 кВ, ввод АТ-1 110 кВ	SB 0,8 кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 08041611 Зав. № 08041612 Зав. № 08041613 Госреестр № 20951-06	VEOT кл.т. 0,2 (основные) 110000√3/100√3 Зав. № 2086749 Зав. № 2086748 Зав. № 2086750	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01122682 Госреестр № 16666-97	RTU-325 Зав.№ 001248 Госреестр № 37288-08		Активная Реактивная
2	ПС-53 «Псков» 110/10/6 кВ, ввод АТ-2 110 кВ	SB 0,8 кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 08041617 Зав. № 08041619 Зав. № 08041616 Госреестр № 20951-06	(резервные) 110000√3/100√3 Зав. № 2086746 Зав. № 2086745 Зав. № 2086747 Госреестр № 37112-08	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01122683 Госреестр № 16666-97			Активная Реактивная
3	ПС-253 «Тяма-ша» 110/10 кВ, фидер 253-10 (10 кВ)	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 8242 Зав. № 8019 Госреестр № 2473-00	(основной) НАМИ-10 кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 1637 Госреестр № 11094-87 (резервный) НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 8313 Госреестр № 831-69	EA02RALX- P4B-3 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01122693 Госреестр № 16666-97	-	Активная Реактивная	
4	ПС-116 «Дно» 110/35/10 кВ, ВЛ-110 кВ Светлая-2	ТФНД-110М кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 15214 Зав. № 15208 Зав. № 15181 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 110000√3/100√3 кл.т. 0,5 (основные) Зав. № 1068619 Зав. № 1068765 Зав. № 1068681 (резервные) Зав. № 966429 Зав. № 966493 Зав. № 966408 Госреестр № 14205-94	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01122688 Госреестр № 16666-97	-	Активная Реактивная	
5	ПС-202 «Под-березье» 110/10 кВ, ВЛ-110 кВ Холмская-1	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 100/1 Зав. № 534 Зав. № 531 Зав. № 1228 Госреестр № 23256-05	НКФ-110-57 110000√3/100√3 кл.т. 1,0 Зав. № 783754 Зав. № 783740 Зав. № 783766 Госреестр № 14205-94	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01122689 Госреестр № 16666-97	-	Активная Реактивная	

Сервер ОАО «Псковэнергосбыт»,
Сервер филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго»

Продолжение таблицы 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
6	ПС-113 «Плюсса» 110/35/10 кВ, ВЛ-110 кВ Плюсская-2	ТФЗМ-110Б-IV1 кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 23888 Зав. № 21284 Зав. № 21444 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 110000√3/100√3 кл.т. 0,5 (основные) Зав. № 31908 Зав. № 31897 Зав. № 31875 (резервные) Зав. № 1101498 Зав. № 1101431 Зав. № 1101624 Госреестр № 14205-94	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01122684 Госреестр № 16666-97	-	Сервер ОАО «Псковэнергосбыт», Сервер филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго»	Активная Реактивная
7	ПС-508 «Добручи» 110/10 кВ, ВЛ-110 кВ Сланцевская-5	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 200/1 Зав. № 577 Зав. № 648 Зав. № 642 Госреестр № 23256-05	НКФ-110 110000√3/100√3 кл.т. 0,5 (основные) Зав. № 41000 Зав. № 10751 Зав. № 33205 (резервные) Зав. № 43472 Зав. № 40950 Зав. № 28758 Госреестр № 26452-04	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01122687 Госреестр № 16666-97	-		Активная Реактивная
8	ПС-85 «Заплюсье» 35/10 кВ, ВЛ-35 кВ Заплюсская-1	ТОЛ-35 кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 544 Зав. № 477 Госреестр № 21256-07	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 228 Госреестр № 19813-00	EA02RALX- P4B-3 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01122694 Госреестр № 16666-97	-		Активная Реактивная
9	ПС-139 «Кунья» 110/35/10 кВ, ВЛ-110 кВ Нелидовская-2	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S 200/1 Зав. № 764 Зав. № 748 Зав. № 601 Госреестр № 23256-05	НКФ-110 110000√3/100√3 кл.т. 0,5 (основные) Зав. № 2215 Зав. № 2269 Зав. № 2225 (резервные) Зав. № 1808514 Зав. № 1068368 Зав. № 1080457 Госреестр № 26452-04	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01122686 Госреестр № 16666-97	-		Активная Реактивная
10	ПС-204 «Пустыньки» 110/10 кВ, ввод Т-1 110 кВ (отпайка от ВЛ-110 кВ Нелидовская-2)	ТГФМ-110 II* кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 6913 Зав. № 6920 Зав. № 6921 Госреестр № 36672-08	НКФ-110 110000√3/100√3 кл.т. 0,5 Зав. № 34155 Зав. № 34090 Зав. № 34092 Госреестр № 26452-04	EA02RALX- P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01122676 Госреестр № 16666-97	-		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
11	ПС-504 «ПКК» 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, фидер 504-01	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 79433 Зав. № 79440 Госреестр № 1856-63	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 336-99 Зав. № 136-99 Зав. № 831-99 Госреестр № 3344-04	ЕА02РАЛ-Р3С-3 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01098778 Госреестр № 16666-97	-	Сервер ОАО «Псковэнергообл», Сервер филиала ОАО «МРСК Северо-Запада»/«Псковэнерго»	Активная Реактивная
12	ПС-504 «ПКК» 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, фидер 504-09	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 50472 Зав. № 50405 Госреестр № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 7083 Госреестр № 11094-87	ЕА02РАЛ-Р3С-3 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01098779 Госреестр № 16666-97	-	Активная Реактивная	

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
3 (Основной), 12 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,4	±2,8	±2,0
3 (Резервный), 4, 6, 10 – 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
5 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,6	±1,4	±1,3	±1,3
	0,9	±1,8	±1,5	±1,5	±1,5
	0,8	±2,0	±1,7	±1,7	±1,7
	0,7	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9
	0,5	±3,2	±2,8	±2,7	±2,7
7, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
8 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	±5,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±4,6	±1,7	±1,2	±1,2
	0,7	±4,1	±1,6	±1,1	±1,1
	0,5	±3,8	±1,4	±1,1	±1,1
3 (Основной), 12 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,3	±2,4
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
3 (Резервный), 4, 6, 10 – 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
5 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Счетчик 0,5)	0,9	±6,3	±3,5	±3,1	±3,1
	0,8	±5,3	±2,6	±2,3	±2,3
	0,7	±5,0	±2,3	±2,0	±2,0
	0,5	±4,7	±1,9	±1,7	±1,7
7, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,7	±2,0	±1,5	±1,5
	0,7	±4,3	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±4,0	±1,5	±1,2	±1,2
8 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±8,1	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±7,5	±2,8	±2,0	±2,0
	0,7	±7,2	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±7,0	±1,9	±1,4	±1,4

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

- Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
- Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.
- Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 1, 2, 5, 7 – 9;
 - сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 3, 4, 6, 10 – 12;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- УСПД RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для серверов $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии ЕвроАльфа (тридцатиминутный график нагрузки активной и реактивной энергии в двух направлениях) – не менее 74 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4
Таблица 4

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	9
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-ГУ1	3
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	3
Трансформатор тока	SB 0,8	6
Трансформатор тока	ТОЛ-35	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110	15
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	15
Трансформатор напряжения	VEOT	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счетчик	EA02RALX-P4B-4	8
Счетчик	EA02RALX-P4B-3	4
Счетчик	EA02RAL-P3C-3	2
УСПД	RTU-325	1
Модем	Siemens TC-35i	10
Преобразователь интерфейса	ADAM-4520	10
Сервер ОАО «Псковэнергосбыт»	HP Proliant DL320e Gen8	1
GSM-модем	TELEOFIS RX102-R2	1
Коммутатор 10/100 Fast Ethernet	D-link DES-1024D	1
Устройство синхронизации времени	Измерители текущих значений времени и частоты электросети ИВЧ-1	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart – UPS SUA1000RMI2U	1
Методика поверки	МП 1818/550-2014	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.248 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1818/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Псковэнергосбыт». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в марте 2014 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки № 026447-2007, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2007;

- УСПД RTU 325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Псковэнергосбыт». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0214/2013-01.00324-2011 от 11.06.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Псковэнергосбыт»

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Межрегиональный центр метрологического обеспечения»
Адрес (юридический): 127254, г. Москва, Огородный пр. д.5, стр.7
Адрес (почтовый): 600000, г. Владимир, ул. Б. Московская, д. 22а
Телефон/ Факс: (4922) 32-40-45, 32-40-70

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11 Факс (499) 124-99-96
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.