

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Спортивная» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Спортивная» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга (далее - АИИС КУЭ) предназначена, для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ПС 110 кВ «Спортивная», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерения (ИИК ТИ) - состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2, 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков активной и реактивной электрической энергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S, 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электрической энергии) и 0,5, 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электрической энергии) и вторичных измерительных цепей.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройства синхронизации времени УССВ-35HVS, одного автоматизированного рабочего места (АРМ), одного переносного инженерного пульта (L) на базе переносного компьютера (ноутбука) с соответствующим программным обеспечением, предназначенным для опроса счетчиков и УСПД, а также коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325 Н обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная со счётчиков информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК). Функции ИВК АИИС КУЭ выполняет сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЕС (Метроскоп), внесенной в Госреестр под № 45048-10. На третьем уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- 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., 60 мин., 1 день, 1 месяц);

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена – участникам оптового рынка электроэнергии;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных 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 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 компонентов АИИС КУЭ).

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут.

С выхода счетчика цифровой сигнал по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS 485 поступает в УСПД типа RTU 325, где осуществляется сбор, хранение и обработка измерительной информации - перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, (квар·ч), умножение измеренного счётчиками количества электрической энергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, а также её накопление и передача на сервер ЦСОД.

Информационный обмен между уровнями ИИК ТИ и ИВКЭ осуществляется по выделенному каналу связи, организованному по интерфейсу RS-485. Основной канал связи между уровнем ИВКЭ и ИВК осуществляется по волоконно-оптической линии связи ОАО «ФСК ЕЭС», а резервный по выделенному спутниковому каналу.

Передача информации в организации – участники ОРЭ, осуществляется от сервера ЦСОД по внешнему каналу связи - основному или резервному. Основной канал связи организован через интернет-провайдера, резервный - по коммутируемому каналу стандарта GSM900/1800 регионального оператора сотовой связи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения электрической энергии и мощности, информация о которых передаётся от счетчиков электрической

энергии в УСПД и далее в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов компонентов АИИС КУЭ - счетчиков электрической энергии и УСПД - путем корректировки показаний их часов. Корректировка показаний часов УСПД, осуществляется относительно сигналов точного времени, принимаемых устройством синхронизации времени УССВ-35HVS от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), и выполняется при расхождении показаний часов на более чем  $\pm 1$  с. Корректировка показаний часов счетчиков электрической энергии осуществляется относительно времени, измеряемого часами УСПД, если разность показаний часов счетчиков электрической энергии и УСПД превышает значение  $\pm 2$  с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиком, часы счетчика корректируются от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В составе АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Альфа Центр» (АС\_РЕ\_30), зав. № 9034.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО, установленного в ИВКЭ АИИС КУЭ

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения
alphamess.dll	ID 262 024 546 Версия 12.07.04.01
amra.exe	
amrc.exe	
amrserver.exe	
cdbora2.dll	
encryptdll.dll	
orabase.exe	
Rwsxc60.exe	
trtu.exe	

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электрической энергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го и 2-го уровней ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	W1G КЛ110 кВ ПС «Роза-Хутор» №1	СТIG-110 Госреестр № 42469-09 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 59743 59744 59745	VDGW2-110X Госреестр № 42563-09 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № D702361A	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,2S/0.5 Зав. № 01255452	RTU 325 Госреестр № 44626-10 Зав. № 7218	активная, реактивная
2	W2G КЛ 110 кВ ПС «Роза-Хутор» № 2	СТIG-110 Госреестр № 42469-09 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 59748 59747 59746	VDGW2-110X Госреестр № 42563-09 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав. № D702362A	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,2S/0.5 Зав. № 01255453		
5	С 2 РП 4 - 2	ТОЛ-10-I-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 26831 27314 27310	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010619 2010772 2010773	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255416		
6	С 4 РП 3 - 2	ТОЛ-10-I-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 27169 26829 27163	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010619 2010772 2010773	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255432		
8	С 6 Резерв	ТОЛ-10-IM-3 Госреестр № 36307-07 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 27041 27203 27043	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010619 2010772 2010773	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255436		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	С 8 Резерв	ТОЛ-10-I-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 27012 27165 27014	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010619 2010772 2010773	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255419		
11	С 10 Резерв	ТОЛ-10-I-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 27164 27017 27018	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010619 2010772 2010773	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255429		
12	С 12 Резерв	ТОЛ-10-IM-3 Госреестр № 36307-07 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 26858 26886 26887	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010619 2010772 2010773	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255424	RTU 325H Госреестр № 44626-10 Зав. № 7218	активная, реактивная
14	Линия РП 3	ТОЛ-10-I-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 26830 27313 27312	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010770 2010621 2010616	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255421		
15	Линия РП 4	ТОЛ-10-I-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 27168 27309 27016	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010770 2010621 2010616	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255426		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	Резерв Яч. 106	ТОЛ-10-ИМ-3 Госреестр № 36307-07 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 26861 27327 26860	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010770 2010621 2010616	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255427	RTU 325 Госреестр № 44626-10 Зав. № 7218	активная, реактивная
17	Резерв Яч. 113	ТОЛ-10-ИМ-3 Госреестр № 36307-07 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 27201 26859 26888	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010770 2010621 2010616	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255418		
18	Резерв Яч. 114	ТОЛ-10-И-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 27315 27013 27166	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010770 2010621 2010616	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255431		
19	Резерв Яч. 116	ТОЛ-10-И-8 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 27015 27167 27311	ЗНОЛП.4-10 Госреестр № 46738-11 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 2010770 2010621 2010616	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255420		
21	TN1 -0.4 кВ	TCH-8 Госреестр № 26100-03 Кл. т. 0,2S 800/5 Зав. № 99962 99972 99973	----	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255442		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	TN2 -0.4 кВ	ТЧН-8 Госреестр № 26100-03 Кл. т. 0,2S 800/5 Зав. № 99961 99964 99963	----	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255441	RTU 325 Госреестр № 44626-10 Зав. № 7218	активная, реактивная
23	ЩХН 0,4 кВ	ТОП-0,66 У3 Госреестр № 44142-11 Кл. т. 0,5S 80/5 Зав. № 027011 027012 027016	-----	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01255445		

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная и реактивная энергия)

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (изменения активной электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	cosφ	$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2 S)	1,0	±0,9	±0,5	±0,4	±0,4
	0,9	±1,0	±0,6	±0,5	±0,5
	0,8	±1,1	±0,7	±0,6	±0,6
	0,5	±1,8	±1,3	±0,9	±0,9
5, 6, 8, 9, 11, 12, 14 - 19 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,0	±1,3	±1,1	±1,1
	0,9	±2,4	±1,5	±1,3	±1,3
	0,8	±2,8	±1,9	±1,5	±1,5
	0,5	±5,0	±3,2	±2,4	±2,4
21, 22 (ТТ 0,2S; Сч 0,5S)	1,0	±1,9	±1,1	±1,0	±1,0
	0,9	±2,3	±1,4	±1,1	±1,1
	0,8	±2,7	±1,7	±1,3	±1,3
	0,5	±4,8	±3,0	±2,1	±2,1
23 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	1,0	±1,9	±1,1	±1,0	±1,0
	0,9	±2,3	±1,4	±1,1	±1,1
	0,8	±2,7	±1,7	±1,3	±1,3
	0,5	±4,8	±3,0	±2,1	±2,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения реактивной электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	$\sin \varphi$	$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	±2,4	±2,0	±1,9	±1,9
	0,5	±1,8	±1,6	±1,6	±1,6
5, 6, 8, 9, 11, 12, 14 - 19 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,8	±4,5	±3,1	±2,6	±2,6
	0,5	±3,1	±2,2	±2,1	±2,1
21, 22 (ТТ 0,2S; Сч 1,0)	0,8	±3,6	±2,3	±1,6	±1,6
	0,5	±5,3	±3,1	±2,0	±2,0
23 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	0,8	±3,6	±2,3	±1,6	±1,6
	0,5	±5,3	±3,1	±2,0	±2,0

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 4,4)$  В; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 - 1,02) \cdot U_n$ ; диапазон силы тока  $(1,0 - 1,2) \cdot I_n$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) –  $0,87(0,5)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ от 15 до 35 °С; ТН от 10 до 35 °С; счетчиков: от 21 до 25 °С; УСПД от 15 до 25 °С;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1) \cdot U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01(0,02)(0,05) - 1,2) \cdot I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 5 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1) \cdot U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2) \cdot I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха:

для ИК № 1, 2, 5, 6, 8, 9, 11, 12, 14 – 19

для ИК № 21-23

от 5 до 30 °С,  
от 15 до 25 °С;

– относительная влажность воздуха  $(40-60)$  %;

– атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.



Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220\pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа

3. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ПС 110 кВ «Спортивная» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемых отклонений показаний часов УСПД относительно УССВ	± 1с.
Пределы допускаемых отклонений показаний часов счетчика относительно УСПД	± 2с.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии Альфа 1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД (RTU 325) – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;
- «Альфа Центр» - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.
- Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:
- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 2$  часа.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи - информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика фиксируются факты:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции часов;
- в журнале событий УСПД фиксируются факты:
- пропадания напряжения;
- параметрирования;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- коррекции часов.

Защищенность применяемых компонентов:

предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводов измерительных трансформаторов тока;
- электросчетчиков;
- испытательных коробок;

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

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД.

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Глубина хранения информации:

- в электросчетчиках – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А 1800 – не менее 30 лет;

- в УСПД – результаты измерений, информация о состоянии объектов и средств измерений - не менее 35 суток.

#### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Спортивная» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга типографическим способом.

#### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента уровня	Тип компонента уровня	Количество, шт.
<b>Уровень ИИК ТУ</b>		
Трансформаторы тока измерительные	СТІG-110	6
	ТОЛ-10-І-8	24
	ТОЛ-10-ІМ-3	12
	ТОП-0,66 У3	3
	ТСН-8	6
Трансформаторы напряжения измерительные	VDGW2	2
	ЗНОЛП.4-10	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	«АЛЬФА А1800» (А1802RALQ-P4GB-DW-4)	2
	«АЛЬФА А1800» (А1805RALQ-P4GB-DW-4)	12
	«АЛЬФА А1800» (А1805RLQ-P4GB-DW-4)	3
Коробки испытательные переходные	ЛИМГ	17
Разветвители интерфейсов	ПР-3	34

Продолжение таблицы 4

Догрузочные резисторы для трансформаторов тока	MP3021-T-5A-3x5BA	12
	MP3021-T-5A-4BA	6
	MP3021-T-5A-2,5BA	3
Догрузочные резисторы для трансформаторов напряжения	MP3021-H-57,7B-20BA	6
	MP3021-H-57,7B-3x10BA	2
Адаптер дополнительного питания счетчиков	AT4012	17
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H-E2-M4-B8	1
Коммутатор	MOXA EDS-208A	1
GSM-терминал	Cinterion MC52i	1
GSM антенна на магнитном основании с усилением 5 дБ	Антей 905	1
Спутниковый терминал VSAT	Gilant SkyEdge PRO	1
Оптический преобразователь для связи счетчиков	AE1	1
Источник бесперебойного питания	APC SUA1500RMI 2U	1
	APC Back-Up CS 650VA	1
Ethernet сервер	MOXA NPort 5232	2
Переносной инженерный пульт на базе ноутбука	ASUS K55A	1
АРМ	HP 3500 Pro MT	1
Шкаф УССВ	НКУ МЕТРОНИКА MC-225	1
Шкаф сетевой, на базе Rittal TS 8 (800x2000x600 мм)	Rittal.DK 7920.740	2
Монтажная панель	Rittal 271001	1
Программное обеспечение	ПО АРМ «Альфа Центр» однопользовательская версия для параллельного опроса счетчиков AC_PE_30	1
	ППО «Альфа-Центр» для ноутбука AC_L	1
	Системное ПО Windows 7 Pro SP2 Russian	2
Эксплуатационная документация		
БЕКВ.422231.073.ПФ	Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ	1
БЕКВ.422231.073.РЭ	Руководство по эксплуатации на АИИСКУЭ	1
БЕКВ.422231.073.МВИ	Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ	1
БЕКВ.422231.073.ИЭ	Инструкция по эксплуатации. Технологическая инструкция на АИИС КУЭ.	1
БЕКВ.422231.073. В1	Перечень входных сигналов и данных на АИИС КУЭ	1
БЕКВ.422231.073.В2	Перечень выходных сигналов (документов) на АИИС КУЭ.	1
БЕКВ.422231.073.ИЗ	Руководство пользователя на АИИС КУЭ.	1
БЕКВ.422231.073.И4	Инструкция по формированию и ведению базы данных на АИИС КУЭ.	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения – по МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика измерений»;
- средства поверки измерительных счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- средства поверки устройства синхронизации времени типа УСВ-2 в соответствии с документом «ВЛСТ 237.00.000И1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2009г.;
- средства поверки измерительных УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электрической энергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 году.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Спортивная» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга». Методика аттестована метрологической службой ЗАО «РИТЭК – СОЮЗ», свидетельство об аттестации № 038/01.00190-09.2013 от 04.09.2013г.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Спортивная» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга**

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».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «РИТЭК-СОЮЗ»

Юридический адрес: 350033, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 2

Почтовый адрес: 350080, г. Краснодар, ул. Демуса, 50

Тел.: (861) 260-48-00. Факс: (861) 260-48-14. E-mail:mail@ritek-souz.ru

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Краснодарский ЦСМ»

Почтовый адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а.

Тел.: (861) 233-76-50, факс 233-85-86.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Краснодарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30021-10 от 30.04.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.