

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДЭК» ПС «БК-2» ОАО «ДВЗ «Звезда»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДЭК» ПС «БК-2» ОАО «ДВЗ «Звезда» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746 - 2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 - 2001 и счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 26035-83 (в части активной электроэнергии) и 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Счетчики электрической энергии обеспечены энергонезависимой памятью для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а так же запрограммированных параметров.

2-й уровень – информационно - вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройства синхронизации времени и коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325T обеспечивает сбор данных со счетчиков, 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 информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

3-й уровень – ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет.

ИВК состоит из комплекса измерительно - вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ)), а также устройства синхронизации времени УССВ-35HVS, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее – ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ) используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КЭ) ЕНЭС (Метрископ) (далее – СПО «Метрископ»).

К серверу ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с системой на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

4-й уровень – ИВК ОАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (далее – ИВК ОАО «ДЭК») обеспечивает выполнение следующих функций:

- получение информации от ИВК в формате макета 80020;
- обработку данных и их архивирование;

- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК ОАО «ДЭК» состоит из ЦСОД ОАО «Дальневосточная Энергетическая Компания», программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», а также устройства синхронизации времени типа УССВ.

К серверу ИВК ОАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й, 3-й и 4-й уровни АИИС КУЭ.

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.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Один раз в 30 минут, УСПД по запросу ИВК, предоставляет информацию в сервер уровня ИВК. Передача информации происходит по основному каналу связи IP сети передачи данных, через коммутатор Ethernet. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

ИВК ОАО «ДЭК» (4-й уровень) один раз в сутки получает информацию за предыдущие сутки от 3-го уровня – ИВК.

Передача информации происходит по основному каналу связи – глобальная компьютерная сеть Internet. Полученная информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК ОАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков 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.

Контроль времени в часах счетчиках АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения часов счетчиков и УСПД на величину более  $\pm 2$  с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации времени типа УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов УСПД выполняется ежесекундно.

В ИВК ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ) и ИВК ОАО «ДЭК» используется устройство синхронизации времени типа УССВ-35HVS/УССВ, принимающие сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов серверов ИВК и ИВК ОАО «ДЭК» выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS/УССВ, соответственно.

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

Погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

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

Журналы событий счетчика электроэнергии 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

Таблица 1. Идентификационные данные СПО «Метрископ», установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ) и ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ИВК ОАО «ДЭК»

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
2	3	4	5
СПО «Метрископ»	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	MD5
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	12.01	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО.

Задача программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2. Состав 1-го и 2-го уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
30.15	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кВ, яч. № 15 (PIK - 5)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 8198 Зав. № 8196 Зав. № 8199	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01210-09; Зав. № 01211-09; Зав. № 01209-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156307		
30.17	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кВ, яч. № 17 (PIK - 6)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 8197 Зав. № 8200 Зав. № 8201	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01210-09; Зав. № 01211-09; Зав. № 01209-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156342	RTU-325T Госреестр № 44626-10 Зав. № 005768	активная, реактивная
30.08	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 18 (PIK - 13)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 8179 Зав. № 8180 Зав. № 8183	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01212-09; Зав. № 01213-09; Зав. № 01214-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156370		

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
30.19	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 19 (ПИК - 7)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 8145 Зав. № 8172 Зав. № 8151	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01210-09; Зав. № 01211-09; Зав. № 01209-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156344		
30.12	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 20 (ПИК - 14)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 3419 Зав. № 3426 Зав. № 3448	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01212-09; Зав. № 01213-09; Зав. № 01214-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156410	RTU-325T Госреестр № 44626-10	активная, реактивная
30.23	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 26 (ПИК - 29)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 8160 Зав. № 8129 Зав. № 8153	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01231-09; Зав. № 01233-09; Зав. № 01234-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156336		
30.34	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 30 (ПИК - 27)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 8205 Зав. № 8209 Зав. № 8203	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01231-09; Зав. № 01233-09; Зав. № 01234-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156334		

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
30.27	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 32 (PIK - 26)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 8204 Зав. № 8202 Зав. № 8208	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01231-09; Зав. № 01233-09; Зав. № 01234-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156368		
30.30	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 36 (PIK - 25)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 8193 Зав. № 8188 Зав. № 8194	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01231-09; Зав. № 01233-09; Зав. № 01234-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01157507	RTU-325T Госреестр № 44626-10 Зав. № 005768	активная, реактивная
30.29	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 38 (PIK - 24)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 8181 Зав. № 8190 Зав. № 8187	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01231-09; Зав. № 01233-09; Зав. № 01234-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156338		
30.33	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 39 (PIK - 16)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 8195 Зав. № 8189 Зав. № 8184	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01253-09; Зав. № 01232-09; Зав. № 01236-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156341		

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
30.32	ПС Береговая - 2, ЗРУ 6 кв, яч. № 42 (РИК - 22)	ТЛО-10 Госреестр № 25433 - 08 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 8191 Зав. № 8192 Зав. № 8178	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Госреестр № 35956 - 07 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01231-09; Зав. № 01233-09; Зав. № 01234-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01157400	RTU-325T Госреестр № 44626-10 Зав. № 005768	активная, реактивная

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

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm d$ ), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \%$			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30.15, 30.17, 30.08, 30.19, 30.12, 30.23, 30.34, 30.27, 30.30, 30.29, 30.33, 30.32	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,6	2,2	2,5	4,8	1,7	2,3	2,6	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,1	1,3	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,1	1,3	1,4	2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, $(\pm d)$ , %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm d)$ , %		
		$\cos \varphi = 0,87$ ( $\sin \varphi = 0,5$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )	$\cos \varphi = 0,87$ ( $\sin \varphi = 0,5$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )
1	2	3	4	5	6	7	8
30.15, 30.17, 30.08, 30.19, 30.12, 30.23, 30.34, 30.27, 30.30, 30.29, 30.33, 30.32	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	5,1	4,1	2,5	5,8	4,7	3,1
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	3,1	2,5	1,6	3,5	2,9	2,0
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	2,3	1,8	1,2	2,5	2,1	1,5
	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	2,3	1,8	1,2	2,4	2,0	1,5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
  - параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 4,4)$  В; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 - 1,02)U_{h1}$ ; диапазон силы тока  $(1,0 - 1,2)I_{h1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi = 0,87(0,5)$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха: ТТ от  $15^{\circ}\text{C}$  до  $35^{\circ}\text{C}$ ; ТН от  $15^{\circ}\text{C}$  до  $35^{\circ}\text{C}$ ; счетчиков: от  $21^{\circ}\text{C}$  до  $25^{\circ}\text{C}$ ; УСПД от  $15^{\circ}\text{C}$  до  $25^{\circ}\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
  - атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.
- Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{h1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01(0,02) - 1,2)I_{h1}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi = 0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
    - температура окружающего воздуха от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $40^{\circ}\text{C}$ ;
    - относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
    - атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.
  - Для электросчетчиков:
    - параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{h2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{h2}$ ; 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 от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $40^{\circ}\text{C}$ ;
    - 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  $10^{\circ}\text{C}$  до  $30^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А 1800 – не менее 120000 ч.; среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч.;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч.;
- сервер ИВК ОАО «ДЭК» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 45000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  ч.

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 и УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;
- журнал УСПД:
- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчёта;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

**Глубина хранения информации:**

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДЭК» ПС «БК-2» ОАО «ДВЗ «Звезда» типографическим способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5. Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
Трансформаторы тока ТЛО-10	36
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6	12
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	12
Устройства сбора и передачи данных RTU-325Т	1
УССВ-35HVS	2
УССВ	1
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
ЦСОД ОАО «Дальневосточная Энергетическая Компания»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

## Проверка

осуществляется по документу МП 57759-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДЭК» ПС «БК-2» ОАО «ДВЗ «Звезда». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2014 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»,
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»,
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом МП – 2203 – 0042 – 2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.,
- УСПД RTU-325T – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325Н и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.,
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ) – в соответствии с документом ЕМНК.466454.005.МП «Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ). Методика поверки», утвержденным ФГУ «Пензенский ЦСМ» 30 августа 2010 г.,
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04,
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01,
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДЭК» ПС «БК-2» ОАО «ДВЗ «Звезда», свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206 - 109 - 14 от 22.05.2014 г.

## Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДЭК» ПС «БК-2» ОАО «ДВЗ «Звезда»

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 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».

Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДЭК» ПС «БК-2» ОАО «ДВЗ «Звезда», свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206 - 109 - 14 от 22.05.2014 г.

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ОАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (ОАО «ДЭК»)  
Юридический/почтовый адрес: 690091, Россия, Приморский край, г. Владивосток,  
ул. Тигровая, д. 19.  
Тел.: +7 (423) 240-68-45

**Заявитель**

ООО «ЕвроМетрология»  
Юридический/почтовый адрес: 140000, Московская область, Люберецкий район,  
г. Люберцы, ул. Красная, д. 4.  
Тел. +7 (926) 786-90-40

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Юридический адрес:  
119361, Москва, ул. Озерная, д. 46  
Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66;  
E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)  
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_» 2014 г.