

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Хабаровская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Хабаровская (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 59086-14), включающий в себя центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и Магистральных электрических сетей (МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-232, 485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений (в формате XML) и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 500 кВ Хабаровская ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков, с периодичностью 1 раз в 30 минут, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Примечание: Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО – MD5	

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ ЕНЭС от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

№ № ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №1 (Л-511)	СА 525 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 23747-02	ДФК 525 КТ 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02 (ДФК 525 КТ 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02 ДФК 525 КТ 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02)	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10 /	Активная Реактивная
2	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №2 (Л-514)	IMB550 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 32002-06	СРВ 550 КТ 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 (ДФК 525 КТ 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02 ДФК 525 КТ 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02)	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-1	СА 245 КТ 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 23747-02	СРВ 245 КТ 0,5 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 (ДФК 245 КТ 0,2 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02)	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
4	ОЭВ-220	SB 0,8 КТ 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 20951-06	СРВ 245 КТ 0,5 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 (ДФК 245 КТ 0,2 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02)	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
5	ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко	СА 245 КТ 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 23747-02	ДФК 245 КТ 0,2 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 23743-02 (СРВ 245 КТ 0,5 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96)	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
6	КРУН-4 10 кВ, яч.3	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
7	КРУН-4 10 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
8	КЛ-0,4 кВ ОАО «Ростелеком» (ТСН-1, ЩСН-0,4 кВ, ПСН №187)	ТОП КТ 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	КЛ-0,4 кВ ОАО «Ростелеком» (ТСН-2, ЩСН-0,4 кВ, ПСН №208)	ТОП КТ 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
10	КЛ-0,4 кВ ОАО «Мегафон» №2 (ШУ №1 от ПСН №208 ТСН-1)	Т-0,66 КТ 0,5S К _{ТТ} = 30/5 Рег. № 17551-06	-	Альфа А1800 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		Активная Реактивная
11	КЛ-0,4 кВ ОАО «Мегафон» №1 (ШУ №2 от ПСН №189 ТСН-1)	Т-0,66 КТ 0,5S К _{ТТ} = 30/5 Рег. № 17551-06	-	Альфа А1800 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		Активная Реактивная

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
3 - 7 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
8 - 11 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	2,6	4,7	2,3	2,9	4,9
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,0	1,6	2,8	1,6	2,0	3,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,1	1,5	2,8	2,1		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,3	1,0	1,7	1,4		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,9	0,7	1,2	1,0		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	0,7	1,1	1,0		
3 - 7 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	1,6	2,4	2,0		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,6	1,1	2,1	1,7		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
8 - 11 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,7	3,2	6,1	4,4		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,8	1,9	3,6	2,7		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,8	1,4	2,4	2,0		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,3	2,2	1,9		
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 35 °С.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ТУ 4228-011-29056091-11</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УСПД - для УССВ</p>	<p>от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 от -10 до +55</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>120000 72 55000 24 35000 24 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее Сервер: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	СА 525	6 шт.
Трансформаторы тока	IMB550	6 шт.
Трансформаторы тока	СА 245	6 шт.
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	T-0,66 М У3	6 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	DFK 525	9 шт.
Трансформаторы напряжения	CPB 550	3 шт.
Трансформаторы напряжения	CPB 245	3 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	DFK 245	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	11 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325Т	1 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-052-2019	1 экз.
Формуляр	НПМС.411711.001.РД-АК139.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-052-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Хабаровская. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 04.04.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя, МИ 2982-2006 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $500 \dots 750/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- электросчетчиков Альфа А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;
- электросчетчиков Альфа А1800 – по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.;
- УСПД RTU-325Т – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325Н и RTU-325Т. Методика поверки ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

- УССВ-2 - в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Хабаровская», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Хабаровская

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»

(ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Адрес: 117218, г. Москва, ул. Большая Черёмушкинская, д. 25, стр. 97, этаж 3, к. 309

Телефон: +7 (499) 397-78-12

Факс: +7 (499) 753-06-78

E-mail: info@rusenprom.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.