

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 57 от 23.01.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – Счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3, 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС, далее – АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и Магистральных электрических сетей (МЭС) Центра, УССВ, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных и специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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 (далее – 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 трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи поступает на входы УСПД, где осуществляется сбор, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Сбор результатов измерений и состояния средств измерений проводится автоматически (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер сбора ИВК АИИС КУЭ 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. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (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 220 кВ Петровск-Забайкальская 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.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для синхронизации шкалы времени в состав ИВК входит УССВ. Коррекция часов на уровне ИВК выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем на ± 1 с. Коррекция часов УСПД выполняется автоматически с помощью УССВ ИВКЭ при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счётчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счётчика проводится при расхождении часов счётчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО	MD5

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС-Петровск- Забайкальская (ВЛ-583)	ТОГФ-220 III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T-E2-M4-B4, Рег. № 44626-10/ УССВ-2, Рег. № 54074-13
2	ОВ-1-220	ТОГФ-220 III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ОВ-2-220	ТВГ-УЭТМ®- 220УХЛ2 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 52619-13	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ВЛ 220 кВ Петровск- Забайкальская- Саган-Нур (СПЗ-262)	ТОГФ-220 III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
5	ВЛ 220 кВ Петровск- Забайкальская- Кижа (ВЛ-283)	ТВГ-УЭТМ®- 220УХЛ2 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 52619-13	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ВЛ 220 кВ Петровск- Забайкальская- Новоильинск (НПЗ-282-284)	ТОГФ-220 III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ВЛ 220 кВ Петровск- Забайкальская- Бада (ВЛ-285)	ТОГФ-220 III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
8	ВЛ 220 кВ Петровск- Забайкальская- Тарбагатай (ВЛ-286)	ТОГФ-220 III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Петровск- Забайкальская – Метизы I цепь (ВЛ-110-53)	ТВ-110* Кл. т. 0,2S Ктт 200/1 Пер. № 60746-15	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	RTU-325T-E2-M4-B4, Пер. № 44626-10/ УССБ-2, Пер. № 54074-13
10	ВЛ 110 кВ Петровск- Забайкальская – Метизы II цепь (ВЛ-110-54)	ТВ-110* Кл. т. 0,2S Ктт 200/1 Пер. № 60746-15	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
11	ВЛ 110 кВ Петровск- Забайкальская – Малета (ВЛ-110-52)	ТВ-110* Кл. т. 0,2S Ктт 200/1 Пер. № 60746-15	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
12	АТ-1 110 кВ	ТВ-110* Кл. т. 0,2S Ктт 200/1 Пер. № 60746-15	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 60542-15	A1802-RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
13	АТ-2 110 кВ	ТВ-110* Кл. т. 0,2S Ктт 200/1 Пер. № 60746-15	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 60542-15	A1802-RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
14	ОВ-110	ТВ-110* Кл. т. 0,2S Ктт 200/1 Пер. № 60746-15	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 60542-15	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
15	ВЛ 35 кВ Петровск- Забайкальская – ПС №4 (ВЛ-35-140)	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Пер. № 3690-73	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 51200-12 ЗНОМ-35-65 Пер. № 912-70	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
16	ВЛ 35 кВ Петровск- Забайкальская – ПС №5 (ВЛ-35-141)	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Пер. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 912-70	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
17	ВЛ 35 кВ Петровск- Забайкальская – ПС РПБ-2 (ВЛ-35-602)	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Пер. № 3690-73	ЗНОМ-35 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Пер. № 51200-12 ЗНОМ-35-65 Пер. № 912-70	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ВЛ 35 кВ Петровск- Забайкальская – ПС РПБ-2 (ВЛ-35-601)	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T-E2-M4-B4, Рег. № 44626-10/ УССВ-2, Рег. № 54074-13
19	РУ-0,4 кВ; 2 сш 0,4 кВ; КЛ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	-	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 14	активная	0,6	1,5
	реактивная	1,2	2,5
7, 8	активная	0,6	1,5
	реактивная	1,3	2,4
15, 16, 17, 18	активная	1,1	3,0
	реактивная	2,6	4,5
19	активная	0,4	1,4
	реактивная	0,9	2,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) I_{ном}$, и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от плюс 10 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика А1802-RALQ-P4GB-DW-4, А1802-RAL-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-325T-E2-M4-B4 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 55000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>45</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>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 электроэнергетики с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- 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

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип (Обозначение)	Количество, шт. (экз)
Трансформатор тока	ТОГФ-220 III	18
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-220УХЛ2	6
Трансформатор тока	ТВ-110*	18
Трансформатор тока	ТФН-35М	8
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НДКМ-220 УХЛ1	12
Трансформатор напряжения	НДКМ-110	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 У1	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802-RALQ-P4GB-DW-4	15
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802-RALQ-P4GB-DW-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802-RAL-P4GB-DW-4	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T-E2-M4-B4	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Специализированное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	МП 065-2019	1
Формуляр	3472-038-АКУ.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 065-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская. Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 19.07.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
 - по МИ 3598-2018. «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
 - счетчиков А1802-RALQ-P4GB-DW-4, А1802-RAL-P4GB-DW-4 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
 - счетчиков А1802-RALQ-P4GB-DW-4 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному в 2012 г.;
 - УСПД RTU-325T-E2-M4-B4 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
 - устройство синхронизации системного времени УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройство синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11;
 - термогигрометр CENTER (мод.315): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %, Рег. № 22129-09.
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Общество с ограниченной ответственностью «Велес»

(ООО «Велес»)

ИНН 6671394192

Адрес: 620146, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 37 - 69

Телефон: +7 (902) 274-90-85

E-mail: veles@veles-ek.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.